



UNIUNEA EUROPEANĂ
FONDUL EUROPEAN PENTRU
DEZVOLTARE REGIONALĂ



GUVERNUL ROMÂNIEI



GUVERNUL BULGARIEI



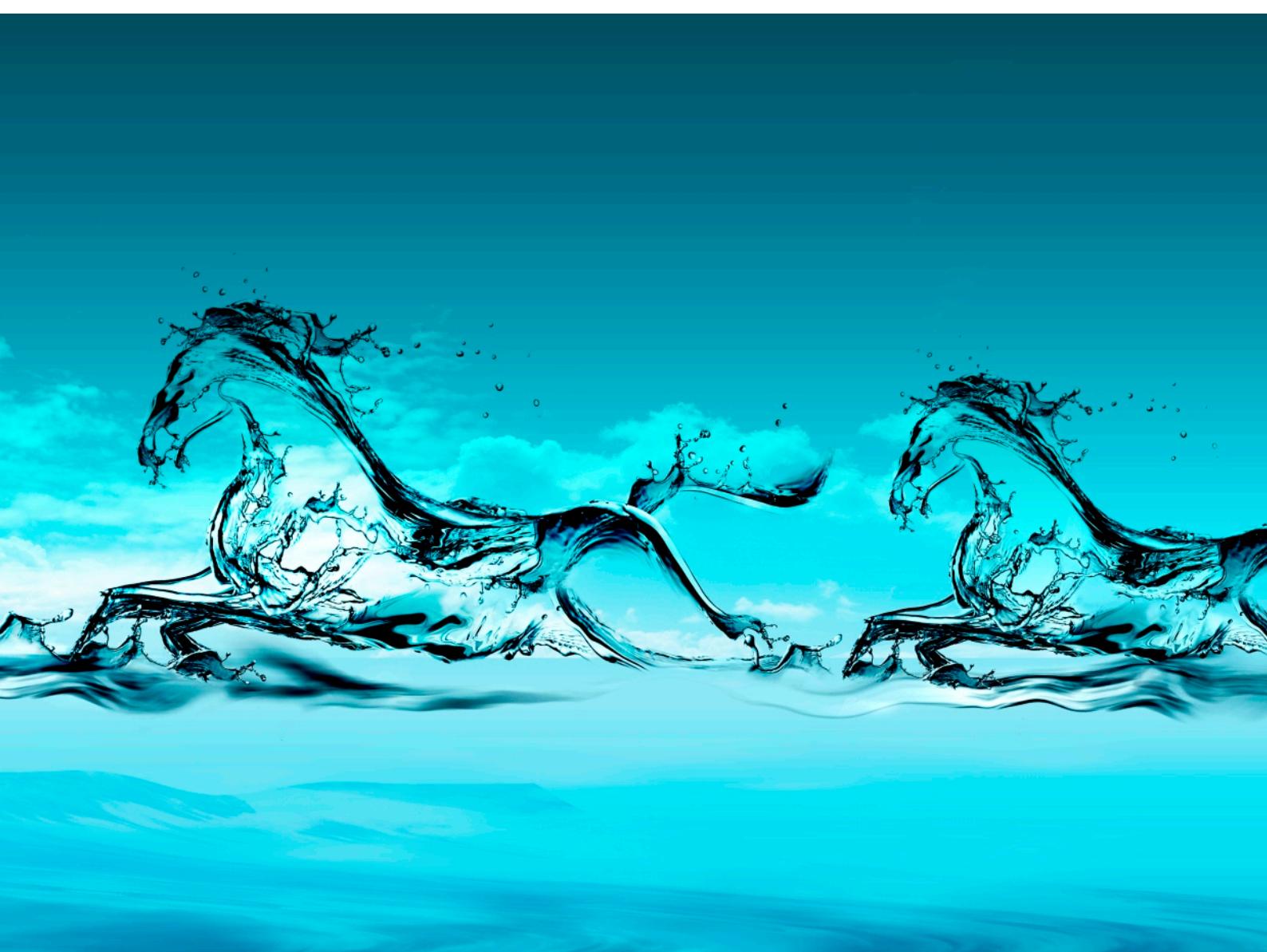
Innovation, Technology Transfer



Instrumente Structurale
2007-2013

Energiile regenerabile

- instrument pentru prevenirea și combaterea schimbărilor climatice, creștere economică și bunăstare socială



Granițe comune. Soluții comune.

**STUDIU DE OPORTUNITATE PRIVIND
CONSTRUIREA UNEI CENTRALE
HIDROELECTRICE**

CUPRINS

Capitolul I

CADRUL POLITIC.....	7
I.1. Romania	8
I.1.1. Statut actual	8
I.1.2. Resurse hidroenergetice	9
I.2. Bulgaria.....	12
I.2.1. Stadiul actual.....	12
I.2.2. Resurse hidroenergetice	13

Capitolul II

CONDITIA ECONOMICA SI SOCIALA A REGIUNILOR IMPLICATE IN STUDIU	17
II.1. Regiunea de Sud-Vest a Romaniei	17
II.2. Regiunea de nord a Bulgariei	18

Capitolul III

DESCRIEREA RAURILOR SI APELOR CURGATOARE IN ZONA DE STUDIU	21
III.1. Raurile din Dolj.....	21
III.1.1. Jiu.....	21
III.2. Debitul raurilor din Montanat	24
III.2.1. Lom	24
III.2.2. Tsibritsa	24
III.3. Raurile din Vraca	24
III.4. Raurile din Pleven	27
III.4.1. Iskar.....	27
III.4.2. Vit	29
III.4.3. Osam.....	31

Capitolul IV

DESCRIEREA TEHNOLOGIILOR IN CONSTRUIREA CENTRALELOR HIDROELECTRICE	33
IV.1. Configurarea amplasamentului	33
IV.1.1. Amenajarile pe cursul de apa.....	33
IV.1.2. Amenajari cu centrala energetica la baza barajului	35
IV.1.3. Amenajarile integrate in sistemul de extragere a apei	37
IV.2. Planificarea unei amenajari mici de hidrocentrala	37
IV.3. Debitul apei in conducte	39
IV.3.1. Debit tranzitoriu	40
IV.3.2. Curgerea apei in canale deschise	42
IV.4. Debitul cursului de apa	42
IV.4.1. Estimarea capacitatii centralei si cantitatea de energie	44
IV.5. Evaluarea amplasamentului	46
IV.5.1. Cartografie.....	47
IV.5.2. Studii geochimice	47
IV.6. Structura hidraulica	50
IV.6.1. Baraj	50
IV.6.1.1. Baraj	50
IV.6.1.2. Canalul deversor	52
IV.6.1.3. Amenajarea pentru disiparea de energie	56
IV.6.2. Stabilarele	56
IV.7. Echipament electromecanic	59
IV.7.1. Centrala energetica	59

IV.7.2. Turbine hidraulice	60
IV.7.2.1. Tipuri de configurare	60
IV.7.2.2. Turbine cu impuls.....	61
IV.7.2.3. Turbinele cu reactie	63
IV.7.3. Generatoarele.....	67
IV.7.4. Controlul turbinei	68
IV.7.4.1. Regulatoare de viteza.....	68
IV.7.5. Echipament de aparataj electric de conexiuni	69
IV.7.6. Control automat	70
IV.7.7. Echipament electric auxiliar	71
IV.7.7.1. Transformator pentru servicii interne.....	71
IV.7.7.2. Control al furnizarii de energie DC	71
IV.7.7.3. Inregistrari bief amonte si bief aval.....	71
IV.7.7.4. Statie electrica de exterior	72
Capitolul V	
IMPACTUL ASUPRA MEDIULUI IN CONSTRUIREA CENTRALELOR HIDROELECTRICE	74
V.1. Acord	74
V.2. Impactul in timpul fazei de constructie	75
V.2.1. Rezervoarele.....	76
V.2.2. Priza de apa, canale deschise, stivilare, canale de evacuare	76
V.3. Impactul rezultat din constructie	77
V.3.1. Impactul sonic	77
V.3.2. Impactul asupra peisajului	79
Capitolul VI	
ANALIZA ECONOMICA	80
Bibliografie	83

СЪДЪРЖАНИЕ

Глава I	
ПОЛИТИЧЕСКА РАМКА.....	86
I.1. Румъния.....	87
I.1.1. Актуално състояние	87
I.1.2. Водноенергийни източници.....	88
I.2. България.....	91
I.2.1. Актуално състояние	91
I.2.2. Хидроенергийни ресурси	92
Глава II	
СОЦИАЛНО-ИКОНОМИЧЕСКИ УСЛОВИЯ В РЕГИОНТЕ, ВКЛЮЧЕНИ В ПРОУЧВАНЕТО	96
II.1. Югозападен регион на Румъния	96
II.2. Северен регион на България	98
Глава III	
ОПИСАНИЕ НА РЕКИТЕ И ВОДНИТЕ ТЕЧЕНИЯ В ЗОНАТА НА ПРОУЧВАНЕТО	101

III.1. Речни потоци в област Долж	101
III.1.1. Жиу	101
III.2. Речни потоци в област Монтана.....	104
III.2.1. Лом	104
III.2.2. Цибрица.....	104
III.3. Речни потоци в област Враца.....	104
III.4. Речни потоци в област Плевен	108
III.4.1. Искър.....	108
III.4.2. Вит	110
III.4.3. Осъм.....	111

Глава IV**ОПИСАНИЕ НА ТЕХНОЛОГИИТЕ, ИЗПОЛЗВАНИ В СТРОИТЕЛСТВОТО**

НА ХИДРОЕЛЕКТРИЧЕСКИ ЦЕНТРАЛИ.....	114
------------------------------------	-----

IV.1. Конфигурация на обекта	114
IV.1.1. Схеми за течение на реки	114
IV.1.2. Схеми на електростанции в основата на язовир	116
IV.1.3. Интегрирани схеми в системата за водна абстракция	118
IV.2. Планиране на малки водоелектрически схеми	118
IV.3. Воден поток в тръби.....	120
IV.3.1. Преходен поток	121
IV.3.2. Воден поток в отворени канали.....	123
IV.4. Парен поток	124
IV.4.1. Изчисление на капацитета на централата и добива на енергия	126
IV.5. Оценка на обекта	128
IV.5.1. Картография	128
IV.5.2. Геохимически проучвания	129
IV.6. Хидравлично съоръжение	131
IV.6.1. Бент.....	132
IV.6.1.1. Язовирна стена (бент)	132
IV.6.1.2. Преливник	134
IV.6.1.3. Организация за разпределение на енергия	138
IV.6.2. Напорен водопровод	139
IV.7. Електромеханично оборудване	141
IV.7.1. Електростанция	141
IV.7.2. Хидравлични турбини.....	143
IV.7.2.1. Видове и конфигурация	143
IV.7.2.2. Импулсни турбини.....	144
IV.7.2.3. Реакционни турбини	146
IV.7.3. Генератори.....	150
IV.7.4. Контрол на турбините	151
IV.7.4.1. Регулатори на скоростта	152
IV.7.5. Оборудване за разпределителното устройство (трафопост)	152
IV.7.6. Автоматичен контрол	153
IV.7.7. Допълнително електрическо оборудване	155
IV.7.7.1. Трансформатор на обслужване на завода	155
IV.7.7.2. DC контролно устройство за доставка на енергия	155
IV.7.7.3. Регистриране на горно и долно водно течение	155
IV.7.7.4. Външна подстанция	156

Глава V**ВЛИЯНИЕ НА ОКОЛНАТА СРЕДА ВЪРХУ СТРОИТЕЛСТВОТО**

НА ХИДРОЕЛЕКТРИЧЕСКИ ЦЕНТРАЛИ.....	157
------------------------------------	-----

V.1. Разбиране	157
V.2. Въздействие по време на строителната фаза.....	159

V.2.1.	Водохранилища	159
V.2.2.	Водни отвори, отворени канали, напорни водопроводи, отвеждащи улеи ..	159
V.3.	Влияния, произлизящи от строителството.....	160
V.3.1.	Звукови влияния	160
V.3.2.	Въздействие върху ландшафта	162
Глава VI		
	ИКОНОМИЧЕСКИ АНАЛИЗ.....	164
Библиография		167

CONTENT

Chapter I

POLITICAL FRAME	170	
I.1.	Romania	171
I.1.1.	Current status	171
I.1.2.	Hydro energy resources.....	172
I.2.	Bulgaria.....	175
I.2.1.	Current status	175
I.2.2.	Hydro energy resources.....	176

Chapter II

SOCIAL AND ECONOMIC CONDITION OF THE REGIONS INVOLVED IN THE STUDY	180	
II.1.	South-West Region of Romania	180
II.2.	Nord Region of Bulgaria.....	181

Chapter III

DESCRIPTION OF THE RIVERS AND WATER FLOWS IN THE AREA OF STUDY.....	184	
III.1.	Dolj rivers flow	184
III.1.1.	Jiu	184
III.2.	Montanat rivers flow.....	187
III.2.1.	Lom	187
III.2.2.	Tsibritsa	187
III.3.	Vraca rivers flow	187
III.4.	Pleven rivers flow.....	191
III.4.1.	Iskar.....	191
III.4.2.	Vit	193
III.4.3.	Osam.....	194

Chapter IV

DESCRIPTION OF TECHNOLOGIES USED IN THE CONSTRUCTION OF HYDROELECTRIC CENTRALS	197	
IV.1.	Site configuration	197
IV.1.1.	Run-of-river schemes.....	197
IV.1.2.	Schemes with the powerhouse at the base of a dam	199
IV.1.3.	Schemes integrated in a water abstraction system	200
IV.2.	Planning a small hydropower scheme	201
IV.3.	Water flow in pipes	202
IV.3.1.	Transient flow	204

IV.3.2. Water flow in open channels	205
IV.4. Steam flow	206
IV.4.1. Estimation of plant capacity and energy output.....	208
IV.5. Site evaluation	210
IV.5.1. Cartography.....	210
IV.5.2. Geochemical Studies	211
IV.6. Hydraulic Structure.....	213
IV.6.1. Dam	214
IV.6.1.1. Dam.....	214
IV.6.1.2. Spillway	216
IV.6.1.3. Energy dissipation arrangement.....	219
IV.6.2. Penstocks.....	220
IV.7. Electromechanical equipment	222
IV.7.1. Powerhouse	222
IV.7.2. Hydraulic turbines	223
IV.7.2.1. Types and configuration	224
IV.7.2.2. Impulse turbines	224
IV.7.2.3. Reaction turbines.....	226
IV.7.3. Generators.....	230
IV.7.4. Turbine control	231
IV.7.4.1. Speed Governors.....	232
IV.7.5. Switchgear equipment	232
IV.7.6. Automatic control	233
IV.7.7. Ancillary electrical equipment	234
IV.7.7.1. Plant service transformer	234
IV.7.7.2. DC control power supply	234
IV.7.7.3. Headwater and tailwater recorders	235
IV.7.7.4. Outdoor substation	236
Chapter V	
ENVIRONMENTAL IMPACT IN THE CONSTRUCTION OF HYDROELECTRIC CENTRALS	237
V.1. Understanding	237
V.2. Impact during construction phase.....	238
V.2.1. Reservoirs	239
V.2.2. Water intakes, open canals, penstocks, tailraces	239
V.3. Impacts arising from the construction.....	240
V.3.1. Sonic impacts.....	240
V.3.2. Landscape impact	242
Chapter VI	
ECONOMIC ANALYSIS	243
Bibliography	245

Capitolul I

Cadrul politic

Ca urmare a "Celei de-a treia conferinta a partilor la Conventia Cadru a Nati-unilor Unite asupra schimbarilor climatice" care a avut loc in Kyoto in Decembrie 1997, Uniunea Europeana a recunoscut necesitatea de urgență de a aborda problema schimbarilor climatice. A adoptat, de asemenea, un obiectiv de reducere a emisiilor de gaze cu efect de sera cu 8 % pana in 2010 a nivelurilor din 1990, in timp ce pentru alte tari industrializate obiectivul este de 5 %.

Pentru a facilita Statelor Membre atingerea acestui obiectiv, Comisia a identificat o serie de actiuni, concentrandu-se pe reducerea consumului de energie si a emisiilor de carbon (CO_2).

Dezvoltarea energiei din resurse regenerabile este un pas important in reducerea emisiilor de CO_2 . Prin urmare, Consiliul Uniunii Europene si Parlamentul a inaintat Directiva 2001/77/EC privind promovarea electricitatii produse din surse regenerabile de energie

Productia de energie electrica din energie hidroelectrica a fost, si inca mai este, prima sursa regenerabila folosita pentru a genera electricitate. In zilele noastre hidroelectricitatea in Uniunea Europeana - atat la scara larga cat si la scara mica - prezinta, in conformitate cu Cartea Alba, 13% din totalul de electricitate generata, reducand astfel emisiile de CO_2 cu mai mult de 67 de milioane de tone pe an. Dar, intrucat hidrocentralele conventionale impun inundarea unor suprafete mari de teren, cu consecinte sociale si de mediu, planurile hidrocentralelor mici proiectate corespunzator sunt usor integrate in ecosistemele locale.

In 2001, aproximativ 365 TWh de hidroenergie a fost produsa in Uniunea Europeana la o capacitate totala de 118 GW. Hidrocentralele mici au reprezentat 8.4% din capacitatea instalata (9.9 GW) si au produs 39 TWh (aproximativ 11% din productia hidroenergetica). Avand in vedere un mediu mai favorabil de reglementare, obiectivul Comisiei Europene de 14000 MW pana in 2010 ar trebui sa fie realizabil si ca hidrocentralele mici ar fi al doilea mare contributor dupa energia eoliană.

Marea majoritate a hidrocentralelor mici sunt amenajari pe „curs de apa”, insemannd ca acestea nu au sau au o capacitate mica de stocare a apei. Turbina produce energie numai cand apa este disponibila si furnizata de rau.

In cazul in care debitul raului scade sub valoarea predeterminata, generarea inceteaza. Unele centrale sunt sisteme izolate folosite in locuri izolate, dar in ma-

ajoritatea cazurilor in Europa, electricitea generata este conectata la retea. Amenajarile pe curs de apa care nu sunt conectate la retea, mici, independente nu au intotdeauna capacitatea de a furniza energie, decat daca marimea lor este de asa natura incat ele pot opera indiferent de debitul raului. In anumite cazuri, aceasta problema poate fi depasita prin utilizarea lacurilor existente sau rezervoarelor de acumulare care exista in amonte de centrala.

Conecțarea la retea are avantajul de a usura controlul frecvenței sistemului electric al energiei electrice, dar are dezavantajul de a fi debransat de la sistem datorita problemelor in afara controlului operatorului instalatiei.

Este posibil pentru sistemele conectate la retea sa vanda fie total sau parțial energia lor pentru a furniza compania. (Nota: acesta nu poate fi neaparat operatorul de retea). Cu toate acestea, pretul platit pentru energie este, in general, si in special in Europa, destul de scăzut. In ultimii ani, sustinuta de Directiva SRE si in anumite cazuri platile nationale ale legislatiei guvernamentale sunt disponibile pentru tranzactionarea energiei regenerabile. Acest lucru a sustinut evolutiile la scara mica sa obtina o rata rezonabila de recuperare a investitiei. A condus, de asemenea, la cresterea pentru amenajarile hidro la scara mica in curs de dezvoltare.

I.1. Romania

I.1.1. Statut actual

In Romania exista 362 centrale hidroelectrice (CHE) cu o capacitate totala instalata de 6120 MW, ceea ce inseamna 27.9% din capacitatea totala instalata a sistemului energetic romanesc (21905 MW).

Structura acestor CHE este urmatoarea:

- ▶ 95% dintre acestea sunt detinute de SC HIDROELECTRICA SA si au o capacitate instalata de 5899.3 MW
- ▶ 2.5% sunt detinute de SC ELECTRICA SA si au o capacitate instalata de 156 MW
- ▶ 1.9% sunt detinute de SC TERMOELECTRICA SA si au o capacitate instalata de 117.6 MW
- ▶ 0.6% alti producatori
- ▶ Dintre aceste 362 de centrale hidroelectrice sunt:
 - ▶ 317 hidrocentrale cu capacitatii intre 0 si 30 MW, totalizand 1069 MW instalati
 - ▶ 32 hidrocentrale cu capacitatii intre 30 si 100 MW, totalizand 1529 MW instalate
 - ▶ 13 hidrocentrale cu capacitatii peste 100MW, totalizand 3552 MW instalati (Registrul Statistic Anual al Romaniei in 2001)

In 2000, energia totala produsa de sectorul hidro a fost de 14778 GWh, reprezentand 28.5% din totalul de energie produsa in Romania.

In 1998 si 1999, datorita unei bune hidraulicitati (ani ploiosi) sectorul hidro a produs 35.3% si 36.1% din productia de energie totala a tarii.

Cea mai importanta centrala hidroelectrica din Romania este Portile de Fier 1, pe Dunare, si este cea mai mare hidrocentrala din Europa. Are o capacitate instalata de 1050 MW (numai partea romana) si este proiectata sa ajunga la 1167 MW la sfarsitul anului 2005.

Alte centrale hidroelectrice ale tarii sunt situate pe urmatoarele rauri: Olt, Lotru, Bistrita, Somes, Dragan, Arges, Dambovita, Raul Targului, Sebes, Raul Mare, Cerna, Bistra, Buzau, Motru, Danube.

Cel mai important producator local care are capacitatea de construi orice tip de echipament hidroelectric este Uzina Metalurgica de la Resita.

I.1.2. Resurse hidroenergetice

In Romania, cele mai mari bazine de apa sunt: Olt, Lotru, Bistrita, Somes, Dragan, Arges, Dambovita, Raul Targului, Sebes, Raul Mare, Cerna, Bistra, Buzau, Motru, Dunarea.

Potentialul hidroelectric al Romaniei, in conformitate cu ultimele reevaluari este (Revizuirea Energetica 1995-2001, Furnizarea de electricitate in Romania 1996):

- ▶ potential teoretic = 70000 GWh/an, din care:
 - ⇒ potentialul raurilor in interiorul tarii, 51600 GWh/an
 - ⇒ potentialul partii romanesti al Dunarii, 18400 GWh/an
- ▶ potentialul tehnic: 34500 GWh/an si capacitatea instalata de 11370 MW, din care:
 - ⇒ partea romaneasca a Dunarii: 11560 GWh/an si 2620 MW instalati
 - ⇒ micro-potential (HPP cu capacitatii sub 0.63 MW/centrala): 2940 GWh/an si 757 MW instalati
- ▶ potentialul economic: 27000 GWh/an si 9120 MW instalati.
- ▶ potential exploatabil (care este in conformitate cu cerintele UCTE si ia in considerare restrictiile legale si de mediu): de la 24000 la 26000 GWh/an si de la 7000 la 8200 MW instalati.

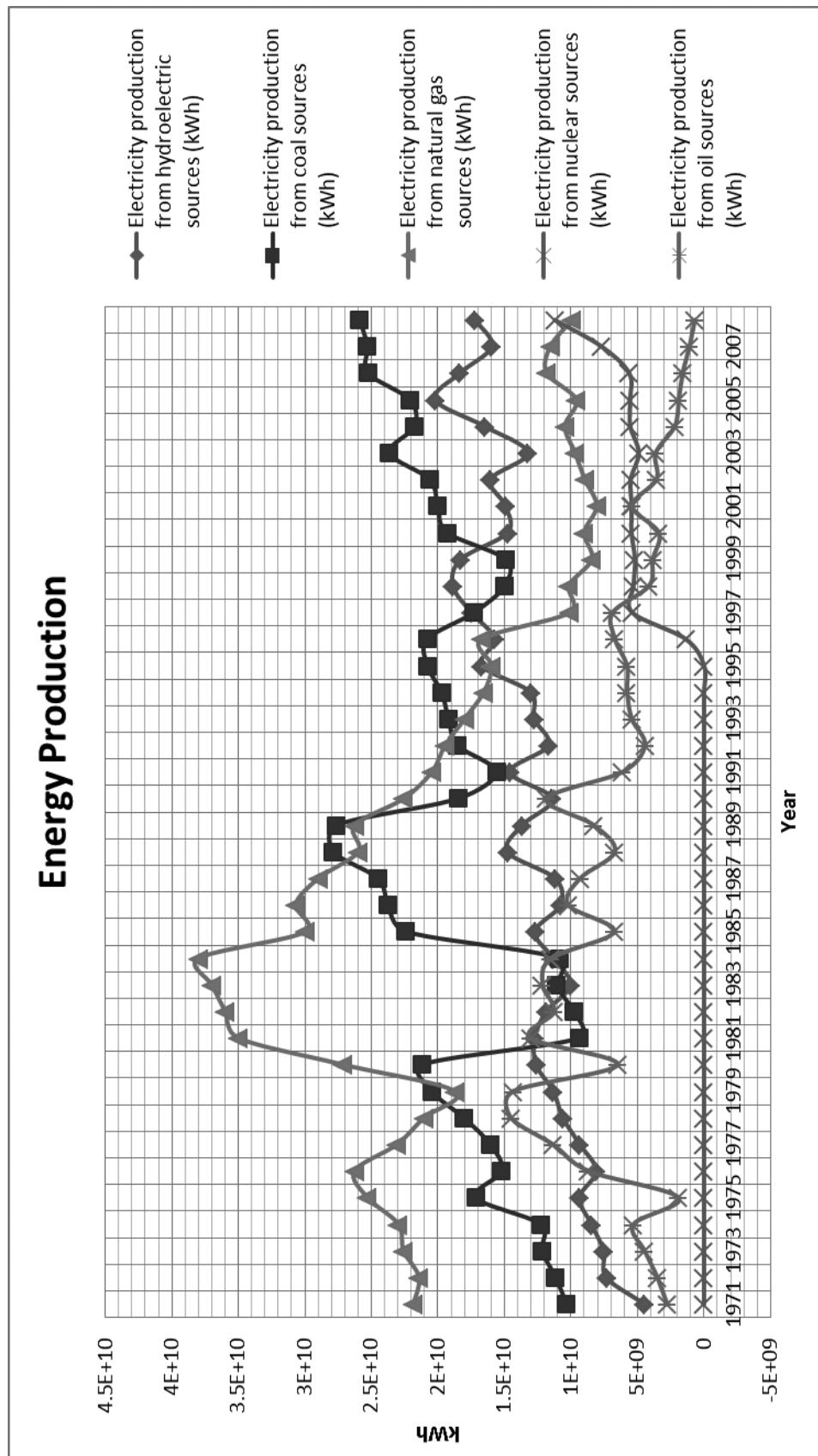
La sfarsitul anului 2000, 67.1% din potentialul economic pentru energie si 54.7% din potentialul economic pentru a fost exploatat.

Statutul curent al centralelor hidroenergetice	
Capacitate instalata (mica<30 MW)	317 HPP, 1069 MW instalati
Capacitate instalata (medie 30-100 MW)	32 HPP, 1529 MW instalati
Proiecte in constructie (mica<30 MW)	296.4 MW in 36 HPP (aceleasi identificate ca proiecte cu potential ridicat)

Statutul curent al centralelor hidroenergetice	
Proiecte in constructie (medie 30-100 MW)	448.6 MW in 10 HPPs (aceleasi identificate ca proiecte cu potential ridicat)

Potentialul de resursa hidroenergetica	
Nivelul de informatii disponibile	Foarte bun
Un atlas hidro disponibil la nivelul tarii?	Numai o harta, disponibila la SC HIDROELECTRICA SA
Potential estimat	70000 GWh/an potential teoretic 34500 GWh/an, 11370 MW potential tehnic 27000 GWh/an, 9120 MW potential economic
Tinta stabilita?	900 MW

Identificarea zonelor/proiectelor cu potential ridicat de hidroenergie	
Evaluari strategice recomandate	Nu
Capacitati intre 0 si 30 MW	HPP Beretea (16.2 MW) HPP Robesti (28.5 MW) HPP Strei (16.8 MW) HPP Calan (7.8 MW) HPP Bacia (11.7 MW) HPP Simeria (11.5 MW) alte 30 de centrale hidroelectrice cu o capacitate totala de 203.9 MW
Capacitati intre 30 si 100 MW	HPP Surduc (31.2 MW) HPP Raul Alb (36 MW) HPP Movileni (37 MW) HPP ValeaZadului (35 MW) alte 6 centrale hidroelectrice cu o capacitate totala de 309.4 MW



I.2. Bulgaria

I.2.1. Stadiul actual

Bulgaria si-a folosit resursele hidrologice de peste doua secole. In prezent tara are 10,300 MW de capacitate instalata de la centralele hidroelectrice comerciale mari (CHE). Bulgaria are aproximativ 545 MW de capacitate instalata de la centrale hidroelectrice mici si micro (< 15 MW) (Baza de date de energie electrica din lume, Iunie 2009). Aproximativ 3.6 billion kilowat-ora au fost generati de catre centralele de energie hidroelectrica in 2007, astfel incat centrala hidroelectrica produce pana la 10% din totalul de energie generat in Bulgaria (EIA, 2007).

Bulgaria a cunoscut o crestere in sectorul energiei hidroelectrice. In prezent, 105 MW din capacitatea hidroelectrica este in constructie si 190 MW a fost planificata. Pentru cea mai mare parte, potentialul economic si tehnic al Bulgariei pentru centralele hidroelectrice mari este exploatat in intregime (Raportul asupra energiei din resurse regenerabile, Comisia Europeana).

Guvernul bulgar a pus mare accent pe dezvoltarea resurselor hidrologice ale tarii in efortul de a limita dependenta pe importurile de combustibil strain. Actul privind energia si Eficienta Energiei din 1999 a avut ca scop privatizarea productiei de energie electrica, incluzand pe cea hidroelectrica. In total, aproximativ 63 de hidrocentrale mici si micro sunt situate pe proprietatea Companiei de Energie Nationala (NEK), toate prezintand interes pentru privatizare. Conform Bazei de date a Bancii Mondiale pentru privatizare, Compania de Energie PirinskaBistritsa a fost privatizata in 2000, si Companie de Energie Gaz Prouchvane i DobivnaFeft a fost privatizata in 2003. Guvernul bulgar a initiat, in ultimii ani, noi sisteme de acordare a licentelor, ca parte a procesului de dezvoltare al procesului.

Exista putine companii din sectorul privat care sunt implicate activ in dezvoltarea centralelor hidroelectrice mici si micro cum ar fi Energoproekt, Hydro Ltd., AMEK, si ESD din Bulgaria. In timp ce tara nu are o Asociatie hidro, exista mai multe organizatii create la nivel municipal care prezinta un interes activ pentru sursele regenerabile de energie. Organizatiile municipale cum ar fi Agentia de Energie Plovdiv, ca si Centrul Regional de Energie de la Lovetch, Russe, si Haskovo - pentru a numi doar cateva.

Geografia Bulgariei este formata din teren muntos cu vai si campii. O altitudine medie de 470 de metri deasupra marii si precipitatii anuale cu debit de 672 mm, peste 526 de rauri care sunt mai mari de 2.6 km in lungime. Toate aceste rauri se varsă in unul dintre cele trei bazide de drenare principale: apele Dunarii, Bazinul Marii Negre si bazinul Marii Egee. Cel mai lung rau al Bulgariei este Iskar, care se intinde pe 368 km si in cele din urma se varsă in apele Dunarii.

Curgerea fluviala totala pe an a raurilor interne ale tarii intr-un an nominal este

de aproximativ 20.2 miliarde de m^3 , iar pentru un an secetos poate fi de 9.3 miliarde de m^3 (Centrul pentru Evaluare Regionala Integrata, 2000).

1.2.2. Resurse hidroenergetice

Bulgaria utilizeaza potentialul hidrologic al cursurilor de apa ale tarii de peste doua secole. In prezent tara are un total de 1,937 MWe capacitate instalata care este generata, in principal, de centrale hidroelectrice comerciale mari (CHE), in timp ce un total de 63 MWe este generat de centrale hidroelectrice mici si micro (Centrul de Energie Sofia, 2002). Aceasta capacitate instalata de hidroelectricitate este egala cu aproximativ 15% din capacitatea totala instalata comerciala a tarii (US DOE 2002c). Cu toate acestea, multe centrale hidroelectrice existente sunt de peste 30 de ani si necesita un fel de reabilitare pentru a fi readuse la capacitatile lor de varf.

Geografia tara este compusa din teren muntos combinat cu vai fertile si campii. Tabelul 12 indica hipsometria Bulgariei. Considerand ca altitudinea medie este de 470 m asl si precipitatiile de 672 mm, nu este surprinzator faptul ca sunt peste 526 de rauri in Bulgaria care au o lungime mai mare de 2.6 km. Toate aceste rauri se varsă in unul dintre cele trei bazide de drenare principale: apele Dunarii, Bazinul Marii Negre si bazinul Marii Egee. Cel mai lung rau al Bulgariei este Iskar, care se intinde pe 368 km si in cele din urma se varsă in apele Dunarii. Curgerea fluviala totala pe an a raurilor interne ale tarii intr-un an nominal este de aproximativ $20.2 \times 10^9 m^3$, in timp ce pentru un an secetos poate fi de $9.3 \times 10^9 m^3$ (Centrul pentru Evaluare Regionala Integrata, 2000). Consumul total de apa anual al tarii este de aproximativ $10.6 \times 10^9 m^3$, din care 31% este folosit pentru irigare, 16% pentru scopuri potabile si domesti-ce, 26% apa pura conditionata pentru economie si 8% pentru alte scopuri.

Guvernul bulgar a pus mare accent pe dezvoltarea resurselor hidrologice ale tarii in efortul de a limita dependenta de importurile straine de combustibil. Rezultat din Actul de Energie si Eficienta a Energiei 1999, a fost dezvoltat un cadru legislativ de baza orientat catre sectorul energetic. Un efect al acestui lucru este scopul de a privatiza multe dintre capacitatile de generare a energiei ale tarii. In total, aproximativ 63 de centrale hidroelectrice sunt localizate pe proprietatea Companiei de Energie Nationala, si in 1998 primele incercari de privatizare a 22 de centrale hidroelectrice s-a desfasurat cu dificultate. In ultimii ani, dificultatile au fost depasite in mare parte si se pare ca majoritatea dintre cele 63 de centrale hidroelectrice au fost vizate pentru privatizare pana in 2005 (D. Tafrov, 2001). Guvernul Bulgariei, in ultimii ani, a initiat, de asemenea, noi sisteme de acordare a licentelor ca parte a procesului de dezvoltare a proiectului. In plus fata de legile de evaluare a impactului asupra mediului, stabilite de Ministerul Mediului si Apelor, este necesar un dezvoltator de proiect care sa adere la urmatoarele reglementari atunci cand dezvolta un proiect comercial de energie hidroelectrica:

- ▶ **Legea privind regimul Apelor.** Statul dicteaza utilizarile comerciale pentru toate cursurile de apa ale tarii. Legea este in prezent in proces de a fi modificata pentru a se conforma cu directivele UE;

- ▶ **Legea privind regimul concesiunilor.** Statul dicteaza cerintele si criteriile pentru asumarea drepturilor pentru utilizarea cursurilor de apa in scopuri comerciale;
- ▶ **Actul referitor la Energie si Eficienta Energetica.** Dicteaza cerintele de autorizare pentru amplasările hidro care vor fi utilizate in scopuri comerciale de energie;
- ▶ **Legea privind Structura Teritoriala.** Include reglementarile pentru construirea retelelor de furnizare a energiei.

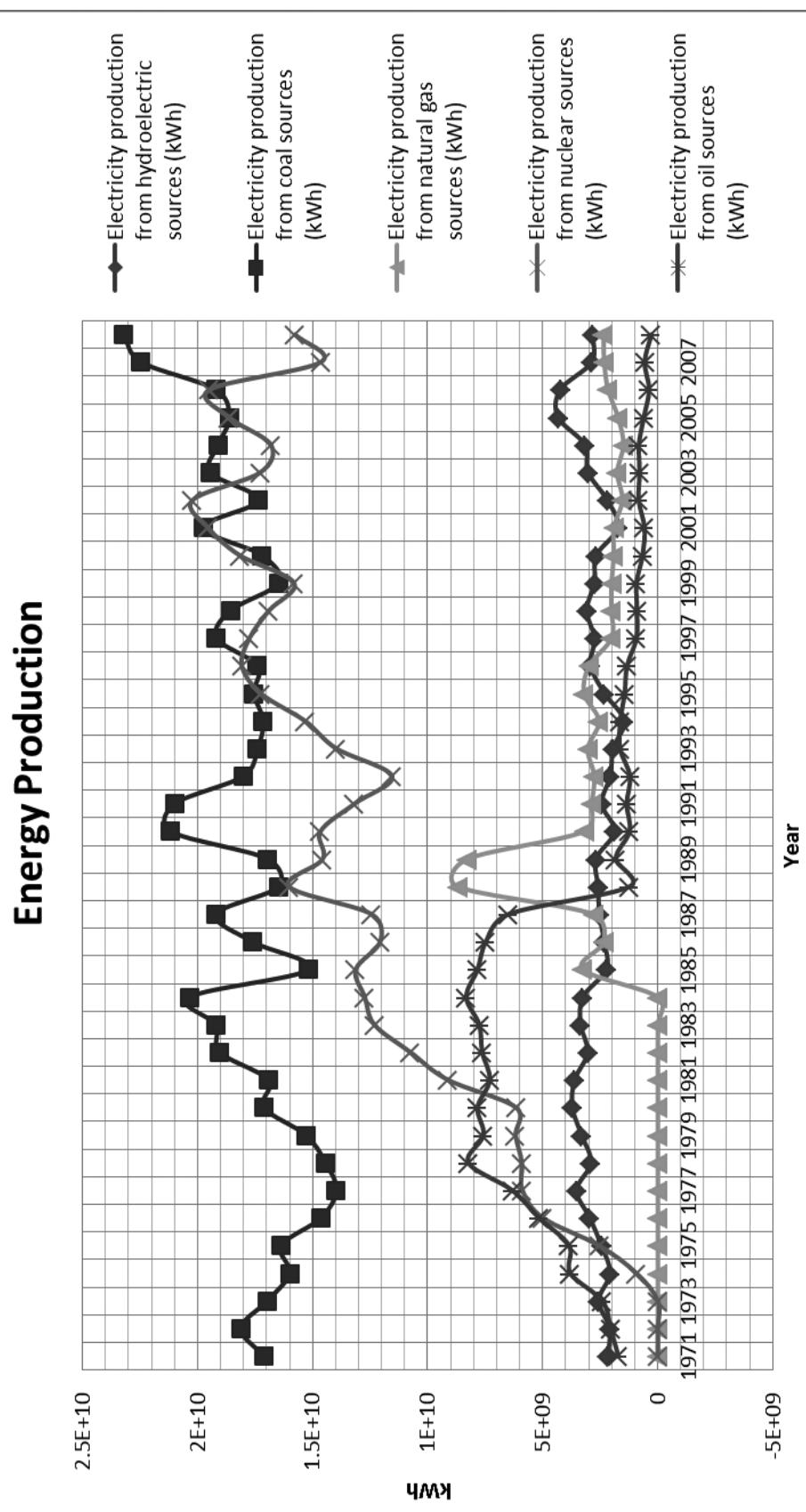
Exista cateva companii din sectorul privat care sunt implicate activ in dezvoltarea centralelor hidroelectrice mici si micro cum ar fi Energoproekt, Hydro Ltd., AMEK, si ESD din Bulgaria. In timp ce tara nu are o Asociatie hidro, exista mai multe organizatii create la nivel municipal care prezinta un interes activ pentru sursele regenerabile de energie. Organizatiile municipale cum ar fi Agentia de Energie Plovdiv, ca si Centrul Regional de Energie de la Lovetch, Russe, si Haskovo - pentru a numi doar cateva.

Exista un numar de proiecte potențiale si existente pentru care Statul are studii conceptuale/initiale sau studii de pre-fezabilitate deja complete, si cauta investitori care sa continue dezvoltarea acestor proiecte. Avand in vedere acest lucru, exista foarte bune oportunitati pentru dezvoltarea hidro in Bulgaria.

Starea actuala a centralelor hidroelectrice	
Capacitate instalata (mica<30 MW)	Exista peste 62 de centrale hidroelectrice mici si medii in Bulgaria. In plus exista un procent estimat de 49 de centrale hidroelectrice cu o capacitate de <2MWe.
Capacitate instalata (medie 30-100 MW)	
Proiecte in constructie (mica<30 MW)	Au fost efectuate studii de fezabilitate pe numeroase site-uri de-a lungul raurilor Iskar si Strouma pentru centrale hidroelectrice mici, desi implementarea ulterioara a proiectului sau constructia nu a inceput inca.
Proiecte in constructie (medie 30-100 MW)	

Resursa potentiala de hidroenergie	
Nivelul de informatii disponibile	Bun.
Atlas hidro disponibil la nivelul tarii?	Da.
Potential estimat	10,000 GWh, potentialul anual pana in 2020 (considera: centrale hidroelectrice mici si medii). 212MW, potential tehnic centralele hidroelectrice micro (<2MW) pana in 2020.
Tinta stabilita?	Nu. Desi Statul s-a exprimat ca, capacitatea totala anuala hidro instalata ar putea fi de aproximativ 10,000 GWh pana in 2020. In prezent aceasta este de aproximativ 3,300 GWh (1999).

Identificarea zonelor/proiectelor cu potential ridicat pentru hidroenergie	
Evaluari strategice recomandate	Evaluarea potentialului microhidrocentralelor pe raurile Bulgariei; Evaluarea eforturilor de reabilitare necesare pentru cresterea eficienței hidrocentralelor medii, mici și micro
Zone/proiecte identificate	Valea raului Iskar. est. 155 MWe Valea raului Strouma. est. 59 MWe Diferite locații. N/A



Capitolul II

Conditia economica si sociala a regiunilor implicate in studiu

II.1. Regiunea de Sud-Vest a Romaniei

Regiunea de Sud-Vest, cu o suprafata de 29,212 km² cuprinde 5 judete: Dolj, Olt, Valcea, Mehedinți și Gorj și corespund, în principal, regiunii istorice ale Olteniei.

Se învecinează cu Bulgaria, Serbia și cu Muntenia de Sud, Centru și regiunile vestice. În 2004 Regiunea de sud-vest a Olteniei a avut o populație de 2,317,636 (care reprezintă 10.69% din populația totală a României) cu o densitate sub medie națională (79.3 de locuitori/km², fata de 90.9 locuitori/km²). Structura rural-urbană a populației este de 52.8% fata de 47.2% (pentru România 45.1% fata de 54.9%), cele mai multe județe rurale fiind Olt (59.6%), Valcea (55%) și Gorj (53.3%).

Relieful regiunii are o distribuție relativ echilibrată, incluzând munti, campii, platouri. În partea de nord a Olteniei, relieful are munti și dealuri (zona Carpaților și Subcarpaților), predominând campiile și pasurile alpine. Zona de campie este specializată, în principal, în cultivarea cerealelor. Reteaua hidrologică, formată în principal din Râul Dunărea, Olt și Jiu, conferă regiunii principalul rol energetic al României (71.57% din producția totală de hidroelectricitate).

Reteaua de localități cuprinde 40 de orașe, 11 dintre acestea fiind municipii, 408 comune care cuprind 2066 de sate. Cele mai importante orașe sunt (300.843 locuitori), Rm. Valcea (111.980 locuitori), Drobeta-Turnu-Severin (109.941 locuitori), Târgu-Jiu (96.320 locuitori) și Slatina (81.342 locuitori). În ceea ce privește micile orașe (sub 20,000 locuitori), majoritatea dintre ele nu au o structură și dezvoltare adecvata: Vânju Mare, Dăbuleni, Scornicești etc.

Piața forței de muncă reflectă tendințele naționale. Populația angajată este distribuită în sectoare economice ca: agricultură și silvicultură (42.1%), industrie (26.9%) și servicii (31%). Analiza județelor relevă ponderi mai mari a populației angajată în agricultură în județele Olt (49.5%) și Mehedinți (48.4%), sectorul serviciilor fiind mai dezvoltat în județele Valcea (34.3%) și Dolj (33%).

Procesul de restructurare economică a cauzat migrarea din mediul urban către mediul rural a unui număr mare din populația de someri în varsta, unde aceștia

practica o agricultura de subzistenta. Ponderea ridicata a populatiei rurale si suprafața mare de terenuri rurale, în special în partea de sud a regiunii, fac din agricultura sectorul predominant în economia regională. Astfel, numarul în creștere al persoanelor angajate în agricultura și împărțirea campurilor agrare ca rezultat al reformei proprietății, precum și utilizarea tehnologiilor putin avansate, au condus la o scadere importantă a productivitatii muncii în acest sector în timp ce valoarea rezultatelor în termeni reali a ramas, în general, aceeasi.

Constructia a 2 coloane pan-europene (coridorul rutier IV si corridorul VII al Dunarii), care vor traversa regiunea, vor ridica gradul de accesibilitate regionala si vor stimula atragerea investitiilor, contribuind la o mobilitate mai buna a pietii fortei de munca. Ultimul, dar nu cel mai putin important, implementarea proiectului va implica folosirea resurselor umane ale regiunii.

In plus, in scopul atragerii de investitii straine, Romania a stabilit, de-a lungul Dunarii- zone libere cu facilitati fiscale, dar niciuna dintre acestea nu este localizata in Oltenia. Dupa construirea podului Calafat - Vidin peste Dunare, se asteapta ca orasul Calafat sa indeplineasca conditiile necesare pentru a deveni o zona libera: un punct cheie de trafic international fluvial, feroviar si rutier.

Dezvoltarea facilitatilor si capacitatilor de cercetare in cadrul centrelor universitare si utilizarea rezultatelor cercetarii de catre sectorul IMM-urilor ar putea crea conditii pentru dezvoltarea mediului de afaceri.

REGIUNEA DE SUD-VEST							
Indicatori de caracterizare a nivelului de dezvoltare si potentialul economic - 2004-							
INDICATORI	Regiune	Judete					Romania
		DJ	GJ	MH	OT	VL	
Populatia, ocuparea fortelei de munca, somajul							
Totalul populatiei (cifre absolute)	2,317,636	720,554	386,097	305,901	488,176	416,908	21,673,328
Populatia urbana (%)	47.2	53.0	46.7	48.3	40.4	45.0	54.9
Populatia rurala (%)	52.8	47.0	53.3	51.7	59.6	55.0	45.1

II.2. Regiunea de nord a Bulgariei

Succesul Bulgariei în transformarea economiei sale de la planificarea centrală la un sistem bazat pe piata, a fost nemăsura în 1991. Fara indoiala, orice forma de guvernare bulgara s-a confruntat cu o sarcina descurajanta în acel moment. Deoarece resursele sale financiare și productive au fost alocate în mod ineficient timp de multi ani, economia a avut nevoie urgentă de reforme majore. Sectorul de fabricare a fost necompetitiv pe piețele mondiale, era demodat din punct de ve-

dere tehnic, si consuma energie si materiale la cote extrem de risipitoare. Sectorul agricol, inainte cel mai productiv sector al economiei bulgare, a degenerat pana in punctul in care tara abia isi putea hrani propriul popor. Un nou regim comercial cu parteneri traditionali va solicita rezervele, deja scazute, de valuta forte, restrictionand accesul la materiale prime si la tehnologia sofisticata. Datoriile interne si externe erau enorme atunci cand a cazut regimul lui Zhivkov. Inflatia era ridicata, problemele de mediu erau severe, si forta de munca calificata era insuficienta.

Mai multi factori au complicat cuantificarea economiilor socialiste din perspectiva capitalista. Preturile in economiile socialiste servesc, in principal, o functie contabila; ele nu reflecta insuficientele relative si cererea pentru un produs, asa cum se intampla in economiile capitaliste. Prin urmare, comparatiile indicatorilor de valoare sunt dificile. In plus, anumite statistici socialiste sunt pur si simplu calculate diferit. De exemplu, echivalentul socialist al venitului national, la care se face referire ca la produsul material net (PMN), exclude valoarea celor mai multe servicii, care nu au legatura cu productia fizica.

O evaluare corecta a politicilor si performantei economice bulgare este regimul communist care, de asemenea complicata de statistici gresite, inexakte si incomplete. Unii economisti vestici au incercat sa extrapoleze datele bazate pe o combinatie a statisticilor bulgare, diferite presupuneri economice si tehnici statistice.

Totalul fortelei de munca in Bulgaria a fost de 4.078 milioane in 1988. Din acel total, 35.9% erau calificati ca muncitori industriali, 19% muncitori agricoli si 18.9% muncitori in domeniul serviciilor. In 1985 un procent de 56% din populatie avea varsta de munca (16 la 59 ani pentru barbati si 16 la 54 pentru femei); 22.9% erau sub varsta de munca, si 21.1% erau peste varsta de munca.

Pe data de 1 ianuarie 2007 Bulgaria a intrat in Uniunea Europeana. Acest lucru a condus la imediata liberarizare a comertului, dar nu exista niciun stoc in economie. Guvernul executa excedente anuale de peste 3%. Acest lucru, impreuna cu cresterea anuala a PIB de peste 5%, a dus guvernul la o datorie de 22.8% din PIB in 2006 la 67.3% cinci ani mai devreme. Acest fapt va constata cu deficitele enorme de cont curent. Ratele scazute la dobanzi au garantat disponibilitatea fondurilor pentru investitii si consum. De exemplu, explozia pe piata imobiliara a inceput in 2003. La acel moment inflatia anuala in economie a fost variabila si in timpul ultimilor 5 ani (2003-2007) a cunoscut un minim de 2.3% si un maxim de 7.3%. Mai important, acest fapt a reprezentat o amenintare la aderarea tarii la Zona Euro. Guvernul Bulgariei planuieste ca Euro sa inlocuiasca Leva in 2010. Cu toate acestea, expertii estimeaza ca acest lucru s-ar putea intampla in 2012. Din punct de vedere politic, exista un compromis intre cresterea economica a Bulgariei si stabilitatea necesara pentru aderarea mai devreme la uniunea monetara. Venitul pe cap de locuitor in Bulgaria este inca numai o treime din media EU25, in timp ce PIB-ul nominal al tarii pe cap de locuitor este de aproximativ 13% din media EU25.

Accentul pus de Bulgaria pe dezvoltarea industriei grele cu orice pret a creat cereri de materie prima peste resursele interne ale tarii. Aceasta problema a fost agravata de utilizarea industriala ineficienta a energiei si materiei prime: Bulgaria foloseste mai multa pe unitate de NMP decat orice tara vestica. Din acest motiv,

unul dintre cele mai importante aspecte ale economiei postbelice bulgara a fost dependenta de importul de resurse naturale sovietice.

In afara de poluarea cauzata de arderea carbunelui intern, aproximativ 1,500 megawati din capacitatea de generare termoelectrica a fost inactiva la sfarsitul anilor 1980 din cauza livrarii ineficiente de combustibil si defectarea echipamentului. Aproximativ jumata din capacitatea centralelor de energie si caldura, pe care s-a pus baza pentru a suplimenta centralele electrice majore si pentru a furniza caldura pentru industrii si case, a fost indisponibila pentru aceleasi motive.

La inceputul anilor 1990, planificatorii bulgari de energie s-au confruntat cu dileme serioase. La centralele termoelectrice Maritsa-iztok-1, Maritsa-iztok-2 si DimoDichev, situate pe terenurile de carbune din Maritsa-iztok, planurile pe termen lung au solicitat inlocuirea treptata a echipamentului generator in centralele existente. Dar majoritatea acestor proiecte au fost intarziate in 1990. Decizia luata in 1990 de a nu termina Centrala de Energie Nucleara din Balene a insemnat cresterea sprijinului pe carbunele de la Maritsa-iztok pentru generarea de caldura si energie. In 1990 acea sursa furniza 70% din carbunele tarii, cele trei centrale energetice ale sale au contribuit cu 25% din totalul energiei.

Complexul Energetic Industrial Maritsa-iztok (cu construirea utilajelor sale si reparati a facut din acesta unul dintre cele mai mari centre industriale din Bulgaria, angajand 22,000 de persoane in 1991) functioneaza din 1951; pana in 1991 calitatea carbunelui sau si fiabilitatea infrastructurii sale au cunoscut un declin sigur. Dar in punctul de criza al economiei nationale, nu erau disponibile fonduri pentru capitalul de investitii, in special pentru a cumpara tehnologie straina. In acelasi timp, autoritati ale industriei au recunoscut arderea carbunelui cu grad ridicat de sulf si exploatarea miniera la Maritsa-iztok ca o problema severa de mediu a carei ameliorare ar costa cel putin un miliard de leva, majoritatea in valuta.

Generarea energiei hidroelectrice a fost concentrata in sud vestul Bulgariei, dar putine rauri au oferit un potential hidroelectric la scara larga. Proiectul hidroelectric major al Noualea Plan Cincinal (1986-90) a fost terminarea centralei Chaira, care ar adauga 864 megawati de capacitate de generare. Dezvoltarea centralelor hidroelectrice locale pe cursurile mici a fost o prioritate de planificare pentru anii 1990.

Capitolul III

Descrierea raurilor si apelor curgatoare in zona de studiu

III.1. Raurile din Dolj

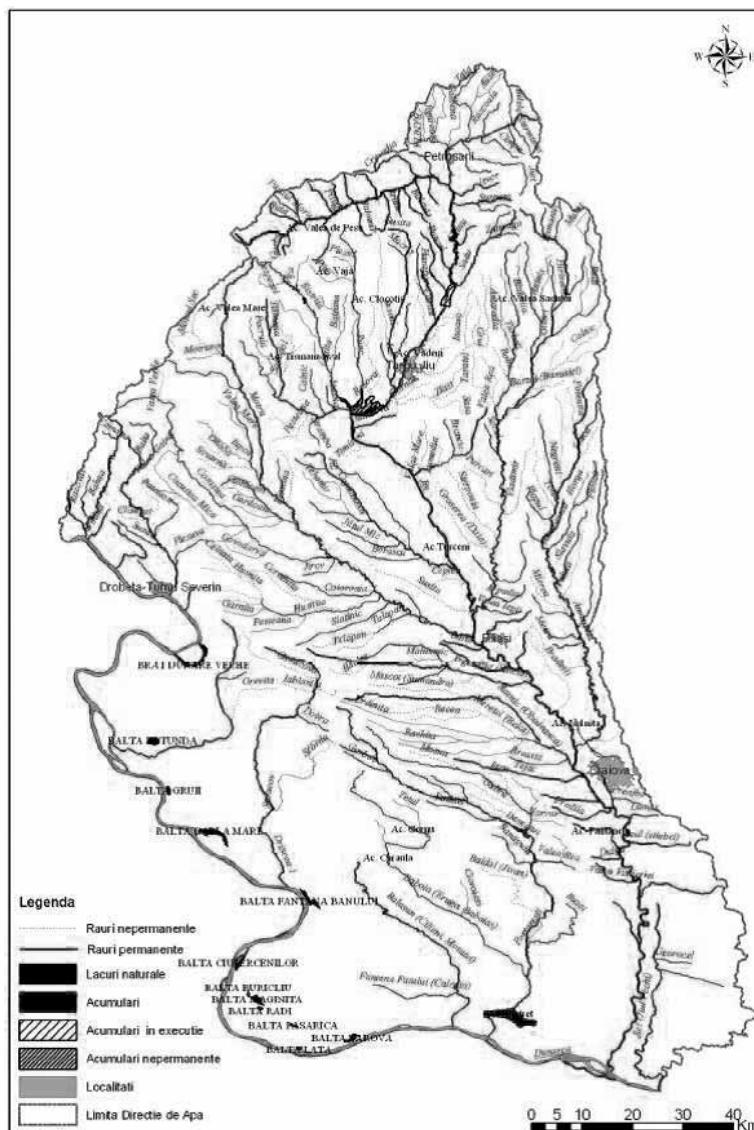
III.1.1. Jiu

Bazinul raului Jiu contine 275 de rauri cu o suprafata mai mare de 10 km², 14 lacuri naturale si 12 diguri cu rezervoare cu o suprafata mai mare de 50 ha. Raul Jiu este unul dintre cele mai importante rauri de pe teritoriul Romaniei. Lungimea sa este de 339 km si izvoarele sale sunt situate in Carpatii de Sud. Jiul este format prin convergenta a 2 afluenti, care izvorasc de la altitudini de aproximativ 1,500 m: Jiul de Vest, cu izvoarele in Muntii Retezat, si Jiul de Est cu izvoarele pe versantul sudic al Muntilor Surianu. In amonte aspectul general al vaili, ingusta si adanca, este in forma de V, neavand o albie majora, cu materiale de rau de mari dimensiuni (pietre, nisip, etc.).

Bazinul Jiului are o densitate de retea hidrografica de 0.38 km/km², are un debit anual mediu de 92 m³/s. Zona sa de captare este situata in partea de sud a Romaniei, acoperind 10,080 km² din care 37.5% (3777 km²) este acoperita de paduri. Traverseaza cea mai importanta si veche zona miniera din tara (bazinul Petrosani). Dupa aceea curge spre sud printre dealuri inalte, dupa ce isi primeste cel mai important affluent Motru, care traverseaza cea de-a doua zona miniera importanta din Romania- bazinul Motru, curge spre Dunare. Partea de mijloc a bazinului Jiului este o zona importanta pentru forari petroliere. Dupa ce se intalneste cu raul Motru, Jiul traverseaza alti 155 km catre Dunare. Din aceasta convergenta (la 100 m), Jiul coboara alti 78 de metri inainte de a ajunge la Dunare. Acest lucru permite raului sau ocoluri mari sau curbe inguste, inconjurari si despartituri ale albiei raului.

In aval de Craiova, malurile raului Jiu sunt fragmentate de defileuri create de cursuri de apa temporare care nu pot fi considerate afluenti. Aceasta regiune este caracterizata, de asemenea, de izvoare abundente pe versanti estici (cum ar fi ei de la Gioroc, Murta, Dobresti), care sunt exploataabile fara lucrari speciale, datorita stabilitatii lor si volumului. Pe partea sa dreapta, Jiul primeste 31 de af-

enti, cel mai important fiind Tismana, Jilt, Motru si Rasnic. Pe partea sa stanga, Jiul primeste 21 de afluenti, cei mai importanți fiind: E Jiu, Sadu, Cioiana, Gilort, Amarandia. Bazinul Jiului are 69 de lacuri naturale și helestee, dintre care 14 sunt mai mari de 0.5 km^2 . Cele mai multe sunt localizate în luncile Dunarii. Lacurile naturale din luncile Dunarii sunt, din punct de vedere genetic, diferite, fiind formate odată cu rețeaua hidrologică și fiind supuse eroziunii și acumularea de nisipuri eoliene. Cantitatea de apă a acestor lacuri depinde de regimul hidrologic al Dunarii și de condițiile hidrogeologice. Inundațiile asigură umplerea și întreținerea acestor depresiuni care nu au surse proprii de apă. Datorită apropierii de suprafața oglezii apei (0-2 m), apă poate fi pastrată în lacuri. Atât umplerea lacurilor cât și formarea malurilor depind de durata nivelurilor maxime ale Dunarii. Unele dintre lacuri au devenit rezervații naturale: Balta Lata (60 ha), Adunatii de Geormane (102 ha), complexul lacustru Preajba- Facai (28 ha), BaltaCilieni (47 ha), Ionele (3.2 ha), Caraula (28 ha) and Balta Neagra (1.2 ha).



Reglajele afectează 59 de rauri și digurile afectează 32, cauzând modificări ale albiilor cursurilor de apă, alterări ale caracteristicilor hidraulice și intreruperi în continuitatea laterală. În bazinul Jiului, lungimea totală a barajelor este de 835

km, si lungimea totala a reglajelor este de 478 km. Jiul insusi are baraje in lungime de 234 km (69%). Există baraje pe Drincea (54%), Jiul de Vest (42%), Jiu de Est (45 %), Meretel (83%). Barajele de pe rauri ating un maxim de 30% din lungimea raurilor. Gradul de interventie asupra albiilor cursurilor de apa este 15.3%.

In bazinul Jiului au fost efectuate sapte derivatii. Apa este este tranzitata atat in zona aceluiasi bazin (Motru - Tismana; W Jiu - Valea de Pesti), cat si intre bazine: bazinele Cerna - Jiu (Cerna - Motru) sau bazinele Jiu - Olt (Jiet - Lotru; Galben - Oltet).

Volumul instalat al acestor derivatii este de 79.1 m³/s. Derivatiile au fost create in scopuri hidroelectrice, cu exceptia derivatiei Jiul de Vest- Valea de Pesti, care are menirea de a furniza apa locuitorilor din Valea Jiului. Cea din urma derivatie este deasupra solului.



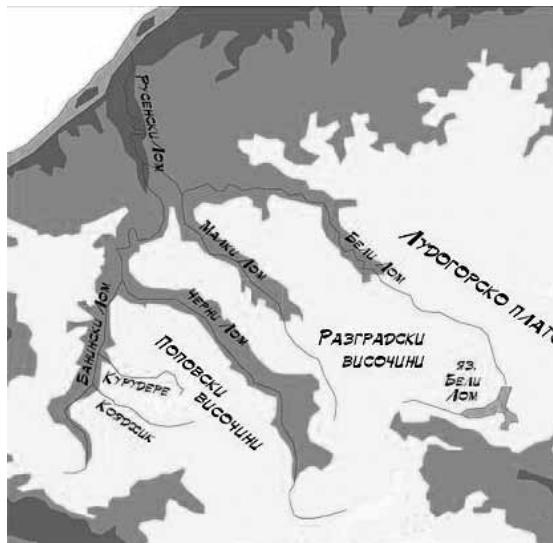
Exista mai multe rezervoare permanente ale barajului:

- ▶ Rezervorul Valea de Pesti. Barajul are 4.2 mil m³ de apa la Nivelul Normal de Retinere (NNR). Volumul total al lacului este de 5.4 mil m³. Acopera o suprafata de 0.24 km², si o adancime maxima de 56 m. A fost construit in scopul furnizarii cu apa si atenuarii inundatiilor.
- ▶ Rezervorul Vadeni + Tg. Jiu. Barajul are 1.8 mil m³ de apa NNR. Volumul total al lacului este de 3.8 mil m³. Acopera o suprafata de 1.07 km², si are o adancime maxima de 21.5 m. A fost construit in scopul producerii de electricitate si in scopul atenuarii inundatiilor.
- ▶ Rezervorul Turceni. Barajul are 7.4 mil m³ de apa NNR. Volumul util al lacului este de 3.3 mil m³. Acopera o suprafata de 1.5 km². A fost construit in scopul producerii de electricitate, furnizare de apa industriala si atenuare a inundatiilor.
- ▶ Rezervorul Isalnita. Barajul are 2.5 mil m³ de apa NNR. Volumul util al lacului este de 1.4 mil m³. A fost construit in scopul furnizarii de apa pentru unitatile de productie.

III.2. Debitul raurilor din Montanat

III.2.1. Lom

Raul isi ia numele de la debitul distributorilor Beli si Tcherni Loin impreuna. Curge de-a lungul partii de nord-est a Bulgariei prin regiunile Targoviste, Razgrad si Russe si se varsă în Dunare în orașul Russe. Lungimea sa este de 197 km, zona de captare este 2 947 km². Debitul mediu anual este de 222 x 106 m³ și 117 x 106 m³ în an secetos (75%).



III.2.2. Tsibritsa

Tsibritsa este un rau în Campia Dunarii de Vest din Nordul Bulgariei și un afluent de dreapta al Dunarii. Raul isi are originea în zona Shiroka Planina („Muntele Lat”) a muntilor Balcani lângă granita cu Serbia și curge în direcția nord în diagonală prin Provincia Montana. La est de localitatea Dolni Tsibar în municipalitatea Valchedram, curge în Dunare.

Tsibritsa are o lungime de 87.5 de kilometri și un bazin de drenaj de 933.6 km². La Ignatovo în apropiere de gura Tsibritsa debitul său este de 2 m³ pe secundă. Apele raului sunt folosite pentru irigare. Platoul jos dintre Tsibritsa la vest și Ogosta la est este cunoscut ca Zlatiya și este o regiune agricolă fertilă.

In timpurile antice romane, raul era cunoscut ca *Ciabrus* și regiunea era populată de tribul tracic Triballi.

III.3. Raurile din Vraca

Raul Ogosta este unul dintre cele mai mari sisteme de colectare din nord-vestul Bulgariei. În captarea sa de apă implică mai mult de 40 de afluenți. Cel mai mare rau Ogosta are 141 km lungime, ocupând o suprafață mai mare de 3,110 km², la o altitudine de 395 m, pantă medie a raului de 11.4%, densitatea medie a raului 0.73 km/km², și o impadurire de 37%. Cel mai mare aluent este rau Skat, care are o lungime de 134 km, o zonă de 1,074 km², altitudine medie de 200 m, impadurire 6%, pantă medie de 2.8%, densitatea medie a sistemului de rau 0.27 km/km².

Capacitatile de producție a ramurilor industriale, cum ar fi mineritul, industria chimică, alimentara și agricolă, a perturbat mediul natural în special în anii '70 din secolul 20. Până la lichidarea minelor și după, o mare parte din poluanții companiilor în 1990, în scopul unei politici ecologice, au fost neutralizați. Dez-

voltarea viitoare a regiunii economice din nord vest, in special nedoritata in UE, necesita implementarea unei politici ecologice. Pana in prezent studiile sunt concentrate pe anumite parti referitoare la componente unice. Pentru acest scop este necesara implementarea unor evaluari de mediu consecvente. Scopul acestei lucrari este orientat spre evaluari cuprinzatoare de studiere a teritoriului din punct de vedere ecologic.

Acest lucru este fundamentat pe principii metodice si teoretice de analiza sistematica a principalelor componente de mediu tehnogenic si natural si relatiile acestora in conformitate cu legislatia Bulgariei si a Uniunii Europene.



Raul Ogosta cu cei peste 40 de afluenti ai sai formeaza un sistem de rau bine dezvoltat din regiunea apartinand afluentei dunareane din nord vestul Bulgariei. Cel mai mare debit de rau este caracteristic pentru altitudinea de peste 1,600 m, unde 85-90% din precipitatii se transforma in debitul raului; in zona de altitudine 600-1600 m acest procent este de 40% in medie; in zona 300-600 m - 25%, si in partile de campie-deal ale bacinului Ogosta si affluentii sai - doar 10-12%. In regiunile carstice toata cantitatea de precipitatii este transformata in apa subterana. Patru zone se diferențiaza in zona bacinului Ogosta in functie de rata de abundenta de apa, de exemplu cantitatea de resurse de apa:

- ▶ Puternic abundant- retenul de peste 1,400 m altitude, cu o medie anuala de debit care depaseste 800 mm;
- ▶ Considerabil abundant- cu o medie anuala de debit variind intre 300 mm si 800 mm si o altitudine de peste 600 m;
- ▶ Capacitate importanta moderata- cu o medie anuala de debit variind intre 60 mm si 300 mm si o altitudine de peste 150 m;
- ▶ Capacitate portanta scazuta- cu o medie anuala de debit variind intre 15 mm and 300 mm si o altitudine pana la 150 m.

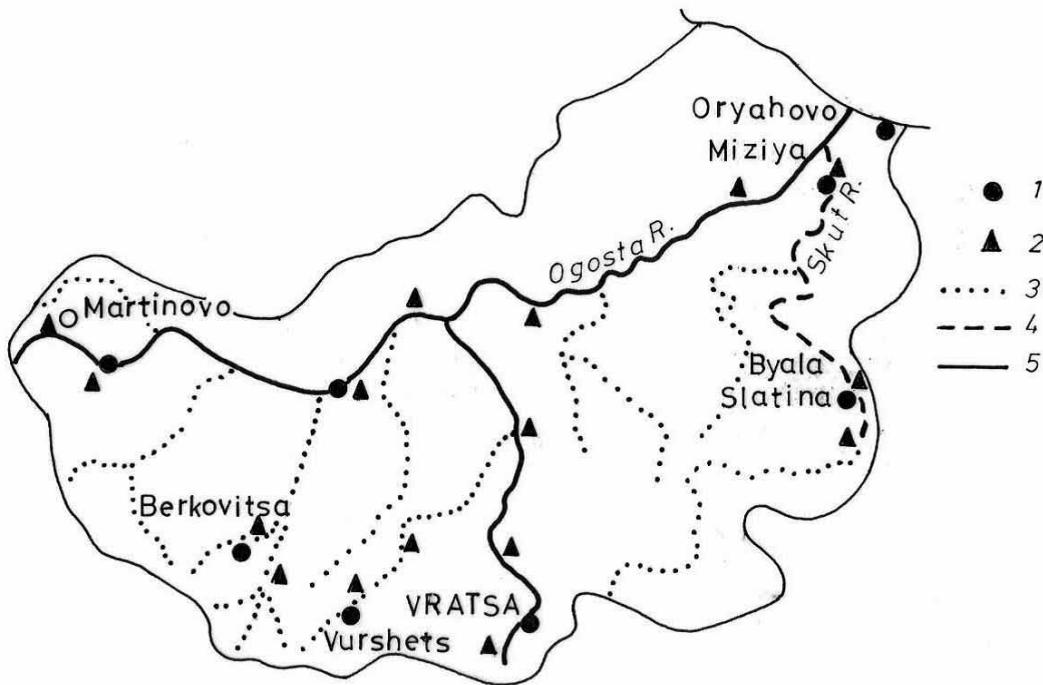
Abundenta de apa in bazin se schimba de la aproximativ 1.8 ori deasupra mediei la aproape 2 ori sub medie in functie daca anul este umed sau uscat. Distribuirea debitului raului in campia dunareana pe luni este dupa cum urmeaza: in orasul Miziya maxim in Mai- $49.60 \text{ m}^3/\text{s}$ si minim in August - $2.13 \text{ m}^3/\text{s}$; raul Skat la localitatea Nivyanin- maxim in Martie $2.02 \text{ m}^3/\text{s}$, si minim in August $0.24 \text{ m}^3/\text{s}$. Afluentii alpini ai raului Ogosta sunt caracterizati de o maxima cu doua debite in Mai-lunie si respectiv doua minime in Septembrie- Octombrie.

Inundatiile raului creeaza un disconfort ecologic. Sunt determinate intre 3 si 7 cazuri de inundatii intr-un an. In conformitate cu numarul de inundatii pe an, raurile pot fi diferențiate dupa cum urmeaza: aproape fara inundatii - cu o frecventa medie de pana la trei cazuri (rauri mici in campia dunareana sub 300 m altitudine); cu unele inundatii - pana la 6 cazuri (cursuri inferioare ale raului Ogosta si affluentii sai in campia dunareana) si inundatii moderate- 6-7 cazuri (cursuri superioare ale raului Ogosta).

Temperaturile medii anuale ale apei raului variaza dupa cum urmeaza: raul Berkovitsa in orasul Berkovitsa town 8.8°C ; raul Botunya in orasul Varshtets 7.7°C , si in localitatea Soyanovo- 9.4°C ; raul DalgodelskaOgosta in localitatea Govezhda 8.1°C ; raul ChiprovskaOgosta in localitatea Chiprovtsi 7.5°C ; raul Ogosta in localitatea Martinovo 8.1°C , in localitatea Kobilyak- 11.1°C , si in orasul Miziya- 12.1°C

Calitatea apei raului Ogosta este caracterizata de compozitia sa chimica puternic afectata de factori antropogenici si naturali. Se face referire la apele bazinei Ogosta ca la o formare de hidrogen-carbonat: apele raurilor Ogosta si Skat in partea de campie contin hidrogen-carbonat-calcium-sodiu si hidrogen-carbonat-sulfat-calcium contin apele izvorului raului Ogosta (Martinovska, Chiprovska si DalgodelskaOgosta). Conditiiile de salinitate ale apelor raului in campia dunareana sunt de aproximativ $300-400 \text{ mg/dm}^3$, cat si altitudinea in anumite parti ale bazinei variaza intre 500 si $1,000 \text{ mg/dm}^3$. Deviatiiile valorilor de salinitate sunt observate in toate partile poluate din punct de vedere antropogenetic. Pana in anii 1990 apele au fost complet contaminate cu substante suspendate in locuri in care apele reziduale de la centrala Martinovo si centrala Sedmochislenitsi la Zgorograd au fost deversate ambele in raurile Martinovska si Varteshnitsa. Cantitatile acestor ape deversate in rezervorul de receptie au fost de $1,498,000 \text{ kg/zi}$ si respectiv $1,204,000 \text{ kg/zi}$. In prezent numai centrala de la Zgorograd produce, dar cantitatea de substante suspendate deversate in rezervorul de receptie nu este anuntata. Alti mari poluanti pana in anii 1990 sunt: fabrica de celuloza din orasul Miziya (raul Skat cu o cantitate de substante suspendate de $28,154 \text{ kg/zi}$), lucrările chimice din orasul Vratsa (impreuna cu alte 38 de companii mici cantitatea de substante suspendate se ridica la 13.163 kg/zi) si fabrica de ciment din localitatea Belizvor (in raul Botunya cantitati de substante suspendate $6,050 \text{ kg/zi}$). Conform datelor lui Tzatchev et al. (1973) cantitatea de substante suspendate deversate in bazinele Ogosta de mai mult de 100 lucrari, fabrici, mine, instalatii de preparare a minereurilor depasesc $2,779,843 \text{ kg/zi}$. Aceeasi autori au studiat poluarea raului Ogosta cu ape reziduale casnice. Orasele Montana, Berkovitsa, Varshtets, Vratsa, ByalaSlatina si Miziya sunt confirmate ca poluanti principali. Cantitatea de substante suspendate deversate in rauri depaseste 2 tone pe zi. Dupa 1990 cea mai poluata parte este pronuntata ce dintre orasele Montana si Berkovitsa, si puternic redusa este

poluarea in restul partilor. In conformitate cu criteriile internationale pentru rata poluarii apelor, bazinul Ogosta se incadreaza in categoriile I, III si IV



Apa subterana carstica este foarte importanta pentru prezenta resurselor de apa proaspata. Cele mai mari izvoare carstice in regiune sunt in urmatoarele orase si localitati: Montana (600 dm³/s), Kobilyak (900 dm³/s), Belilzvor (600 dm³/s), Vratsa (1,550 dm³/s), Pavolche (2,000 dm³/s) si Lyutadzhik (12,500 dm³/s).

Sursele de apa minerala din orasul Varshets si diferitele continuturi chimice de grupuri de nitriti, continuturi ridicate de radon si temperaturi de 38°C le face corespunzatoare pentru dezvoltarea balneologiei.

In bazinul Ogosta sunt construite mai mult de 180 de baraje-pentru irigatie (barajul Ogosta in Montana), furnizare de apa (barajul Srechenska Bara) si furnizare a energiei electrice (barajele cascadei Petrohan). Cea mai mare portiune a acestor baraje are o capacitate de sub 10 mil m³, cele mai mari baraje fiind Srechenska Bara cu o capacitate variind intre 10 si 100 mil m³ si barajul Ogosta cu o capacitate care depaseste 500 mil m³.

III.4. Raurile din Pleven

III.4.1. Iskar

Raul Iskar este cel mai lung rau al Bulgariei curgand de la sursa din Muntii Rila, spre nord prin centrul tarii pe o lungime de 3,639 km, si raul are o zona a bazinului de receptie de 8,646 km².

Raul Iskar se varsă în Dunare pe granita de nord. Volumul anual mediu de debit variază între 716 milioane m³ (la Novi Iskar în varful Defileului Mediu al raului Iskar) la 1,325 milioane m³ (la capatul defileului în localitatea Rebarkovo). Proiectul nu va afecta volumul general al debitului raului Iskar și nu va avea niciun impact asupra debitului Dunarii al cărui afluent este.

Raul este sub controlul Bazinului de apă Regiunea Dunarii, care aparține Ministerului bulgar de mediu și apă. Aceasta Directie este implicată într-o analiză EIA, în desfasurare și este instrumentală în desfasurarea condițiilor asociate cu autorizarea pentru dezvoltarea Proiectului.



Geologia solida scoasa in evidenta variaza de la roci sedimentare cum ar fi gresia si calcarul, la rocimagmatice cum ar fi sisturi si bazalte. Altele decat cele de calcar carstificat, niciuna dintre aceste formatiuni nu sunt considerate ca reprezentand o sursa semnificativa de apa subterana.

Calitatea apei in Iskarul Mijlociu este afectata de contaminanti dintr-o gama de surse:

- ▶ Ape reziduale industriale si casnice tratate si netratate din Sofia. In special in perioadele cu inundatii, apele reziduale si netratate sunt deversate direct in rau;
- ▶ Apele reziduale netratate din orasele adiacente raului Iskar si din raurile care se deverseaza in raul Iskar;

- ▶ Ape reziduale industriale de la uzina metalurgica de pe raul Lesnovsk, un affluent al raului Iskar care i se alatura in amonte de defielul Iskar;
- ▶ Bascularea deseurilor si gunoiului in rau;
- ▶ Evacuarea apelor netratate din satele de-a lungul sectiunii a raului.

Studiile istorice asupra calitatii apei, cat si linia de baza a expertizelor conduse ca parte a EIA, indica faptul ca calitatea apei pe raul Iskar se supune "pulsurilor" de contaminare asociate cu precipitatiile intense. In general, calitatea apei pe raul Iskar s-a imbunatatit constant in ultimii 20 de ani, prin instalarea noii instalatii de tratarea a apei in Sofia si in alte orase. Inante de aceste imbunatatiri raul era afectat in mod semnificativ viata piscicola limitata. Exista putine date disponibile asupra incarcaturii de sediment a raului. Un studiu efectuat in 1973, a calculat ca existau $4,750,400 \text{ m}^3$ de sedimente plutitoare care treceau prin cascade pe an.

Sedimentele depozitate in Valea Iskarului au fost prelevate si analizate pentru o varietate de contaminanti pentru a evalua impactul deversarilor apelor reziduale industriale si casice care intra in rau. Analizele efectuate indica faptul ca sedimentele contin concentratii mari de metale grele, produse petroliere si chimice organice. Impactul acestor sedimente asupra calitatii apei va fi administrat in timpul programului de construire MWPS.

Exista o utilizare limitata a apelor raului Iscarul Mijlociu. Principala sursa de irigarea (pentru gradinile de legume) este apa potabila. Apa potabila provine din cursurile de apa si lacurile din muntii inconjuratorii. Nu se raporteaza nici o apa subterana folosita in zona. Iskarul Mijlociu este folosit pentru activitati recreationale incluzand pescuitul, si sporturile de apa (canotaj, caiac si rafting).

III.4.2. Vit

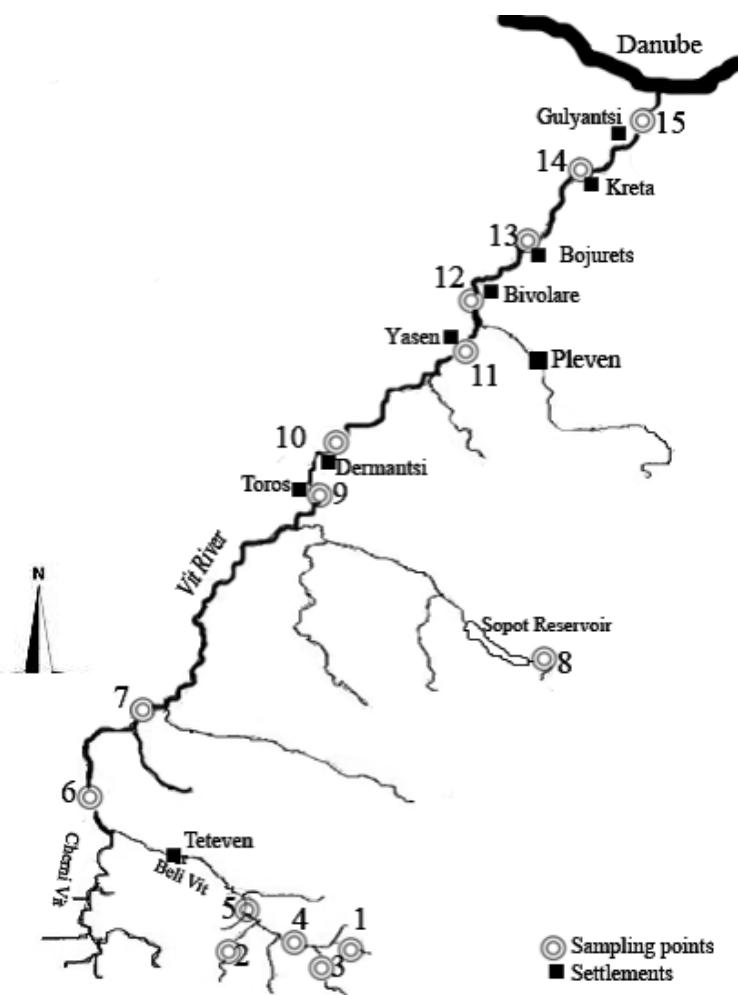
Raul Vit incepe dupa fuziunea raurilor BeliVit and TcherniVit izvorand din Muntilor Balcani. In partea cea mai de sus a raului panta ajunge pana la 200 0/00 dar in localitatea Tetetven panta este mai mica - 100/00. Panta medie a raului este de 9.6 0/00, densitatea retelei raului este foarte mica - 0.5 km/km². Forma bazinului de receptie este alungita (intindere medie - 25 km) cu un numar total de affluenti de doar zece. Altitudinea medie este de 400 m.

Partea muntoasa este acoperita cu paduri si pasuni. Valea raului se largeste si de-a lungul cursului de apa apar zone cultivate. Acest caracter al bazinului de receptie continua pana la fuziunea a doua rauri. Ulterior cursul principal al raului Vit se indreapta direct spre nord intr-o vale larga cu pante mai mici ale malurilor pana la ultimul sector al sub bazinului de receptie studiat - localitatea Tarnene in partea de mijloc a raului. Sectiunile transversale au forme trapezoidale si teritoriul din jurul raului este format din pasuni, gradini si campuri.

Surgerea raului Vit, privind graficele precipitatiilor, prezinta doua maxime - cele mai mari in primavara (Martie-Mai) si secundare, de obicei mai mici, in toamna (Octombrie-Noiembrie). Motivul principal pentru maximele anuale sunt

ploile adesea intense si contributia topirii zapezii in bazinul de receptie in timpul anotimpului primavara.

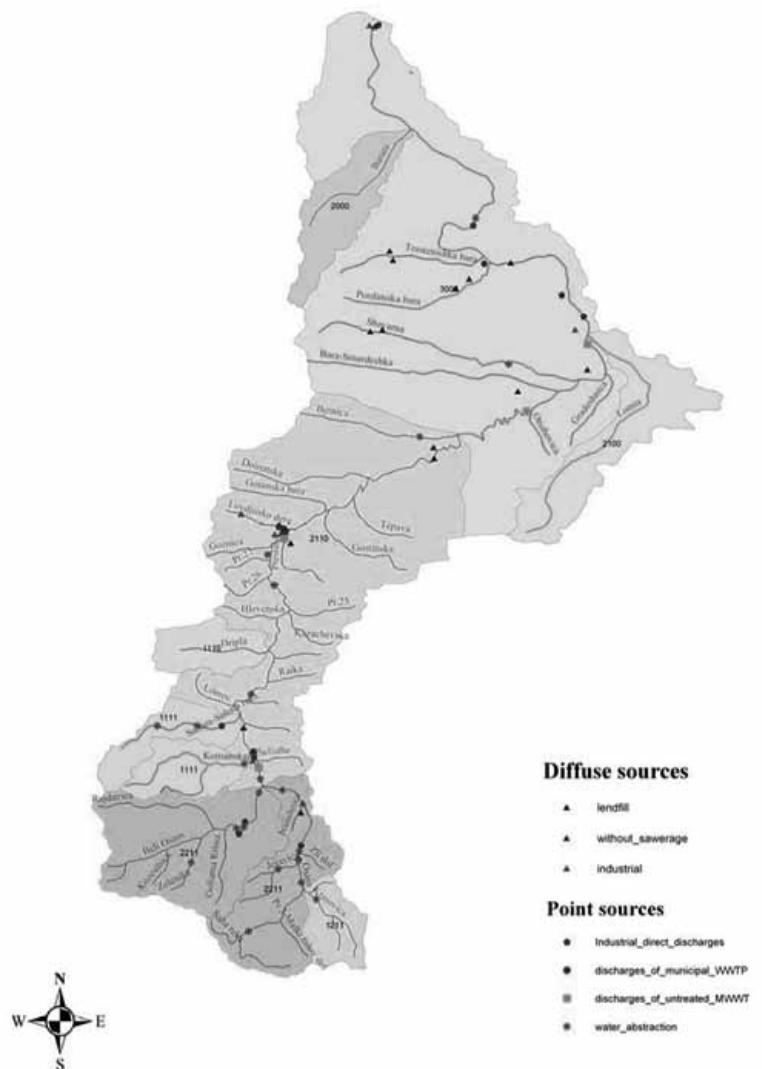
Cea mai scazuta curgere se inregistreaza la sfarsitul verii (August-Septembrie) dar unele cresteri separate ale debitului si varfuri inregistrate pot aparea in aceasta perioada ca rezultat al averselor de vara. Debitul mediu de apa in orasul Teteven este de aproximativ $4.34 \text{ m}^3/\text{s}$ sau 137 milioane de m^3 distribuite aproximativ ca debit crescut de vara- 40%, debit secundar crescut de toamna secundar - 40% si restul anului - 20%. Debitul mediu de apa in orasul Sadovetz este de aproximativ $12.14 \text{ m}^3/\text{s}$ sau 380 milioane de m^3 . Debitul mediu de apa in localitatea Tarnene este $13.00 \text{ m}^3/\text{s}$ sau 410 milioane de m^3 .



In bazinul colector al Vitului Superior exista trei statii de monitorizare hidrometrica in orasul Teteven Town (BeliVit - deschisa in 1938), in localitatea Village (cursul principal al Vitului- deschisa in 1935) si localitatea Tarnene (cursul principal al Vitului- deschisa in 1935). Pentru aceasta investigatie au fost colectate debitele zilnice in perioada 1991-2006. Datele despre precipitatii de la cinci statii in bazinul de receptie pentru aceeasi perioada- statiile Ribaritza, Teteven, Lessidren, Ugurtchin si Sadovetz.

III.4.3. Osam

Bazinul raul Osam include parti ale Muntilor Balcani poalele dealurilor si Campia Dunarii. Muntii Troyan cuprind pantele de nord a unei parti din mijlocul Muntilor Balcani intre Kapudjika (1.521 m) si varful Botev (2.376 m). Valele sunt mai adanci si mai abrupte, care curd de pe creasta Muntilor Balcani in directia nord-nord est spre raul BeliOsam, imparте partea de nord in dealuri verticale si orizontale.



Aceasta parte a Muntilor Balcani este caracterizata, in general, de pante abrupte sudice si pante nordice nu atat de abrupte. Pantele nordice sunt taiate in anumite parti de rauri si impartite intr-o multitudine de dealuri in directiile sud-sud est, nord-nord vest si nord vest-sub est. Cele mai importante creste muntoase si dealuri din est si vest sunt: Grebana, Debelidjal, Dalgidjal, Jidovdjal, Jalnidjal, Osinaka, Prisoeto, Turlata, Rata, Schipkovski si altele. In partea de nord a Schipkovski-ului catre valea raului Kalnik, exista mai multe varfuri, creste si dealuri, care sunt conectate in diferite moduri cu Muntii Vassiljovska. Cele mai importante sunt Goljamalzhvarlenka

si Malkalzhvarlenka, Ursel, Azmovkamak, Mominskikamak si altele.

Bazinul raului Osam acopera zone foarte fertile si lucrate. In regiunile muntoase si de la poalele dealurilor, zonele de suprafata sunt prevazute ca domenii mici, multe dintre care prezinta un relief complicat si soluri cenusii de padure, pasuni cu aluviuni si soluri aluviale. O parte considerabila a zonei de suprafata lucrata pe cursul mijlociu are diferite forme de relief si caracter abrupt. Zonele de suprafata la gura raului Osam sunt soluri aluviale - si soluri aluviale de pasune si cernoziom carbonat. Terenurile joase din Beljane au adunat carbonat si cernoziom si aluviuni si soluri aluvionale.



In bazinul raului sunt cultivate in principal cereale (grau si porumb). Cota de culturi specializate, culturi furajere, fructe, legume si culturi permanente este mai mica.

Capitolul IV

Descrierea tehnologiilor in construirea centralelor hidroelectrice

IV.1. Configurarea amplasamentului

Obiectivul unei amenajari hidroenergetice este convertirea potentialului energetic al unei mase de apa, care curge intr-un curent cu o anumita cadere intr-o turbină (denumita „cadere”), în energie electrică la capatul cel mai de jos al amenajării, acolo unde este situată centrala energetică. Puterea de ieșire din amenajare este proporțională cu debitul și caderea.

Amenajările sunt în general clasificate conform „Caderii”:

- Cadere mare: 100-m peste
- Cadere medie: 30 - 100 m
- Cadere mica: 2 - 30 m

Aceste intervale nu sunt rigide, ci sunt doar mijloace de categorisire a amplasamentelor.

Amenajările pot fi denumite astfel:

- Amenajari pe cursurile de apa
- Amenajari cu centrală energetică situată la baza barajului
- Amenajari integrate într-un canal sau în conductă de furnizare a apei

IV.1.1. Amenajările pe cursul de apa

Amenajările pe cursurile de apa sunt cele în care turbină generează electricitate atunci când și unde apa este disponibilă și furnizată de râu. Atunci când râu seaca și debitul scade sunt anumite cantități predeterminate sau debitul tehnic minim pentru turbină, generarea începează.

Amenajările cu caderi medii și mari folosesc baraje pentru a devia apa către

gura de admisie, este apoi transmisa catre turbine printr-o conductă de presiune sau stăvilar. Stăvile sunt scumpe și în consecință acest design este, de obicei, nerentabil. O alternativă (figura 1.1) este transmiterea apei prin un canal cu pantă joasă, care rulează de-a lungul raului catre presiunea de admisie sau avancamera și după aceea intr-un stăvilar scurt catre turbine. Dacă topografia și morfologia terenului nu permit amplasarea unui canal, o conductă de joasă presiune poate fi o opțiune ieftină. La ieșirea din turbine, apa este deversată în rau prin un canal de fugă.

Ocazional un rezervor mic, stocând suficientă apă pentru a opera numai în orele de varf, atunci când prețurile pentru electricitate sunt mai mari, poate fi creat de către baraj, sau un bazin de dimensiuni similare poate fi construit în avancamera.

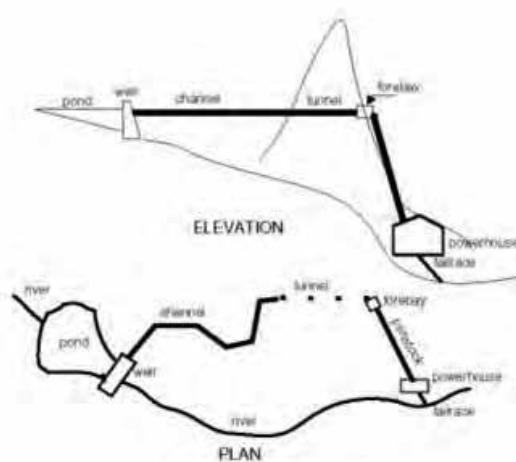


Fig. 1.1

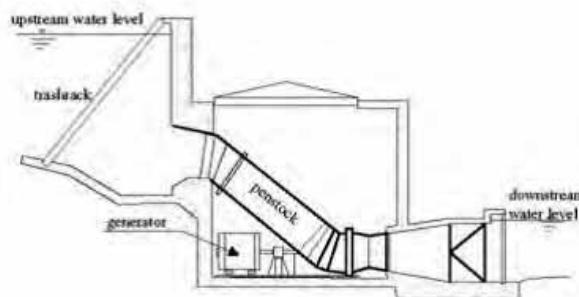


Fig. 1.2

Amenajările cu cadere mică sunt construite tipic în valele raurilor. Pot fi selectate două opțiuni tehnologice. Fie apă este deviată către gura de admisie cu un stăvilar scund (figura 1.2), ca în amenajările cu cadere mare, sau caderea este creată de către un dig mic, prevăzut cu porți și o gura de admisie integrată (figura 1.3), centrala energetică și trecere pentru pести.

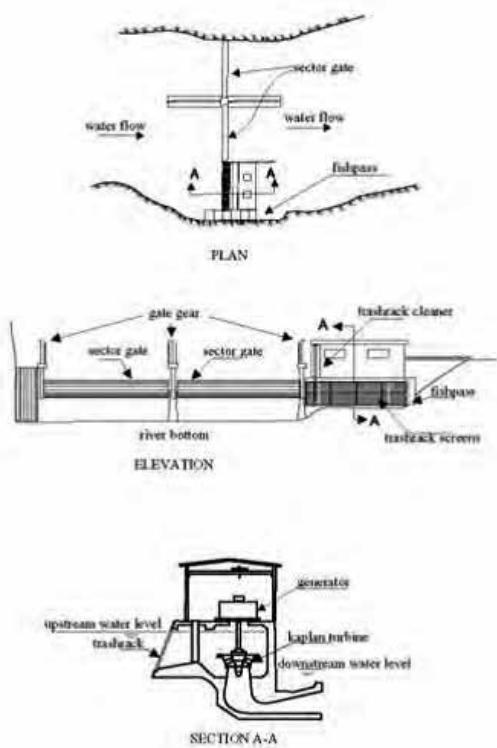


Fig. 1.3

IV.1.2. Amenajari cu centrala energetica la baza barajului

O amenajare hidroenergetica mica nu isi poate permite un rezervor mare pentru a opera centrala atunci cand este foarte convenabil, costul unui baraj relativ mare si adaosurile sale hidraulice ar fi prea mare pentru a o face viabila din punct de vedere economic. Dar daca rezervorul a fost deja construit pentru alte scopuri, cum ar fi controlul inundatiilor, irigare, extragerea apei pentru un oras mare, zona de recreatie, etc, - ar fi posibila generarea de electricitate compatibila cu utilizarea sa fundamentala sau debitul ecologic al rezervorului. Principala problema este conectarea biefului amonte si a biefului aval de deschidere si cum sa se potriveasca turbină in deschidere. In cazul in care barajul are deja un izvor al cursului de apa la baza, vezi figura 1.4, ca o solutie posibila.

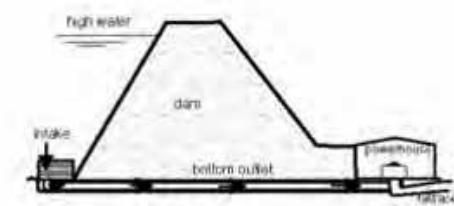


Fig. 1.4

Cu conditia ca barajul sa nu fie prea inalt, poate fi instalat un sifon la gura de admisie. Sifoanele de admisie integrale (figura 1.5) asigura o solutie eleganta la amenajarile, in general, cu cadere de pana la 10 metri si pentru unitati pana la aproximativ 1000 kW, desi exista exemple de sifoane de admisie cu o capacitate

instalata de pana la 11 MW (Suedia) si caderi de pana la 30.5 metri (SUA). Turbina poate fi amplasata fie in varful barajului sau pe partea din aval. Unitatea poate fi livrata pre-ambalata din fabrica si instalata fara modificarile majore la baraj.

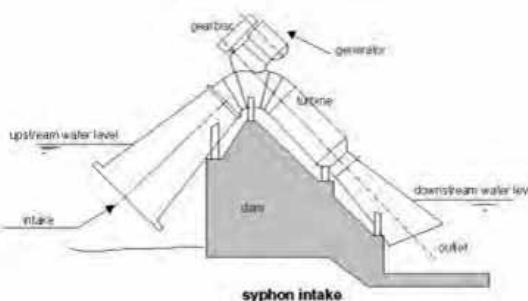


Fig 1.5

Doua tipuri de amenajari pot fi proiectate pentru exploatarea canalului de irigare:

- Canalul este largit pentru a cuprinde gura de admisie, centrala electrica, canalul de evacuare si canalul de ocolire. Figura 1.6 prezinta o amenajare de acest tip, cu o centrala energetica subacvatica echipata cu o turbină Kaplan cu transmisie în unghi drept. Pentru a garanta furnizarea cu apa pentru irigație, amenajarea ar trebui să includă un canal de ocolire lateral, ca în figura, în caz de inchidere a turbinelor. Acest tip de amenajare trebuie să fie proiectată în același timp cu canalul, deoarece lucrările aditionale în timp ce canalul este în funcțiune pot fi o opțiune foarte scumpă

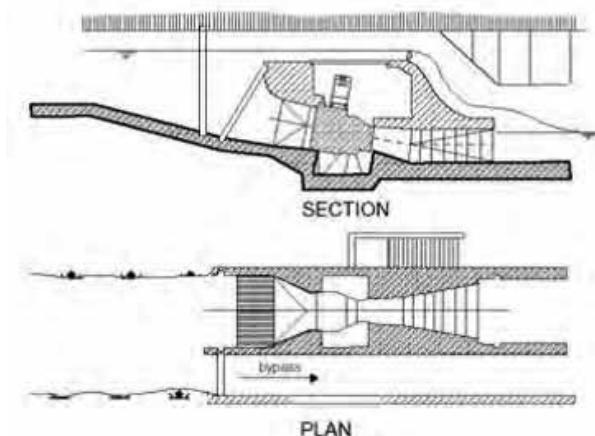


Fig. 1.6

- În cazul în care canalul există deja, o amenajare ca cea prezentată în figura 1.7 este o opțiune potrivită. Canalul ar trebui să fie ușor largit pentru a include gura de admisie și canalul deviator. Pentru a reduce latimea gurii de admisie la minim, trebuie instalat un canal deviator. De la gura de ieșire, un stavaril de-a lungul canalului aduce apa sub presiune către turbină. Apa trece prin turbină și este întoarsă în rau printr-un canal de evacuare.

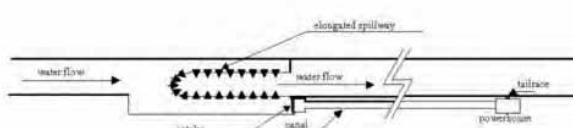


Fig. 1.7

IV.1.3. Amenajarile integrate in sistemul de extragere a apei

Apa potabila este furnizata catre oras prin transportarea apei dintr-un bief amonte prin conducta de presiune. De obicei, in acest tip de instalatie, disiparea energiei de la capatul inferior al conductei de la intrarea in Instalatia de Tratarea a apei se face prin utilizarea unor valve speciale. Montarea unei turbine la capatul conductei, pentru a transforma energia, altfel pierduta, in electricitate, este o optiune atractiva, cu conditia ca fenomenul de berbec hidraulic sa fie evitat. Suprapresiunile ciocanului hidraulic sunt in special critice atunci cand turbină este montata pe o conducta de presiune veche. Pentru a asigura furnizarea apei tot timpul, trebuie instalat un sistem de valve cu rute ocolitoare. In unele sisteme de furnizare a apei turbină intr-un bazin in aer deschis.

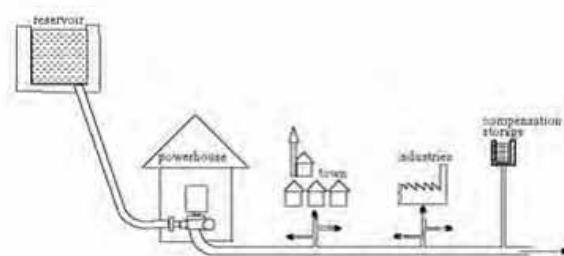


Fig. 1.8

Controlul sistemului mentine nivelul bazinului. In cazul unei blocari mecanice sau de defectare a turbinii, sistemul de valve cu rute ocolitoare poate mentine nivelul bazinului. Ocazional, in cazul in care valva principala a canalului de ocolire nu functioneaza, o valva auxiliara este rapid deschisa printr-o contragreutate. Toate deschiderile si inchiderile acestor valve trebuie sa fie suficient de lente pentru a mentine variatiile de presiune in limite acceptabile. Sistemul de control trebuie sa fie mai complex in acele sisteme in care debitul turbinii se supune contrapresiunii retelei.

IV.2. Planificarea unei amenajari mici de hidrocentrala

Proiectul definitiv sau amenajarea vine ca rezultat al unui proces complex si iterativ, in cazul in care se ia in considerare impactul asupra mediului si diferitele optiuni tehnologice. Dupa aceea acestea sunt estimate din punct de vedere al costului si se efectueaza o evaluare economica.

Desi nu este usor sa se furnizeze un ghid detaliat cu privire la modul de evaluare al amenajarii, este posibila descrierea etapelor fundamentale care trebuie urmate, inainte de a decide daca trebuie sa se procedeze la un studiu de fezabilitate detaliat sau nu. O lista a studiilor care trebuie intreprinse:

- ▶ Topografia si geomorfologia amplasamentului.
- ▶ Evaluarea sursei de apa si potentialul sau de generare

- ▶ Selectarea amplasamentului planul de baza x turbine si generatoare hidraulice si controlul acestora
- ▶ Evaluarea impactului asupra mediului si masuri de atenuare
- ▶ Evaluarea economica a proiectului si potentialul financiar
- ▶ Cadrul institutional si proceduri administrative pentru a atinge acordurile necesare

Apa care curge de-a lungul canalelor naturale si a celor construite de om, realizate prin conducte de joasa si inalta presiune, deversand peste pragurile deversorului si miscand turbinele implica aplicarea unor principii fundamentale de inginerie in mecanica fluidelor. In Capitolul 2 aceste principii sunt revizute impreuna cu comenzile rapide care rezulta din experienta acumulata de-a lungul secolelor de constructii de sisteme hidraulice.

Pentru a decide daca o amenajare va fi viabila este necesar sa se inceapa prin evaluarea sursei de apa existenta la amplasament. Potentialul energetic al amenajarii este proportional cu produsul debitului si caderii. Cu exceptia caderilor foarte mici, caderile brute pot fi considerate ca fiind constante, dar debitul variaza de-a lungul anului. Pentru a selecta cel mai adevarat echipament hidraulic si pentru a estima potentialul amplasamentelor cu calcularea productiei anuale de energie, este foarte folositoare o curba de durata a debitelor. O singura masurare a debitului instantaneu al unui curent are o valoare mica.

Masurarea caderii brute necesita un studiu topografic, rezultatele obtinute, prin utilizarea nivelului unui geometru si a personalului responsabil sunt destul de precise, dar recentele progrese ale echipamentelor electronice de evaluare fac ca lucrările topografice de estimare sa fie mai simple si mai rapide. Pentru a efectua o curba de durata a debitelor pe un amplasament calibrat este mai usor decat efectuarea unei curbe de durata a debitelor pe un amplasament necalibrat. Acest fapt necesita o intrelegere mai profunda a hidrologiei.

Sunt analizate diferite metode de masurare a cantitatii de apa dintr-un curent si sunt discutate modele hidrologice pentru a calcula regimul debitului pe un amplasament necalibrat.

Tehnici cum ar fi ortofotografia, RES, GIS, geomorfologia, geotectonica, etc. utilizeaza pentru evaluarea amplasamentului. Unele esecuri sunt analizate, de asemenea, si sunt explicate concluziile despre cum ar fi putut fi evitate. In Capitolul 5 sunt explicate aspectele de baza si sunt studiate in detaliu structurile hidraulice, cum ar fi baraje, canale, canale deversoare, guri de admisie si stavalare.

O evaluare a impactului asupra mediului poate fi necesara pentru a obtine autorizatiile necesare pentru construirea unei amenajari si utilizarea apei disponibile. Desi mari studii recente au aratat ca centralele hidroelectrice mici nu produc emisii in atmosfera, nu produc deseuri de toxine, nu contribuie la schimbarile climatice, proiectantii ar trebui sa implementeze toate masurile necesare pentru a reduce impactele ecologice locale.

Din pacate, dereglementarea recenta, o mare parte din industria energiei

electrice in UE a facut dificila stabilirea unei proceduri comune de urmat. Cu cativa ani in urma ESHA a efectuat (Decembrie 1994) in numle E.C. DGXVII, un raport „Microhidrocentrale. Cadrul general pentru procedurile legislative si de autorizare in Uniunea Europeana”, si desi nu este actual, inca mai are multe aspecte valabile. Raportul poate fi gasit pe pagina www.esha.be, pagina de web a ESHA. Consideratii suplimentare pentru dezvoltator de luat in considerare sunt tarifele de transacționare pentru energia verde si de baza si procedurile administrative, pentru conectarea la retea. Acestea depind de politica energiei si de cadrul institutional al fiecarei tari.

IV.3. Debitul apei in conducte

Un corp de apa va avea o energie potentiala datorita vitezei sale si inaltimei verticale cu care cade, (ca o diferență in nivelele de apa este ceea ce conduce fluxul apei), care este cunoscut ca si “caderea sa”. Aceasta energie este „Energia Gravitationala potentiala” ceea ce este produsul de masa, accelerarea datorita efectelor gravitatii si caderea m.g.h si in general este exprimata in Jouli (J). Caderea energiei in apa care curge printr-o conducta inchisa a unei sectiuni transversale inchisa, sub o anumita presiune, este data de ecuatia lui Bernoulli:

$$H_1 = h_1 + \frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g}$$

Pentru un canal deschis, se aplica aceeasi ecuatie, dar cu termenul P_1/γ inlocuit de d_1 , adancimea apei.

Daca apei ii este permis sa curga foarte lent printr-o conducta de sticla, dreapta, lunga cu un calibr mic in care un curent subtire de apa colorata este introdus la intrarea in conducta, apa colorata ar aparea ca o linie dreapta de-a lungul conductei. Acest efect este cunoscut sub denumirea de curent laminar. Apa curge in straturi, ca o serie de conducte concentrice cu pereti subtiri. Conducta virtuala exterioara adera la peretele conductei reale, in timp ce fiecare dintre cele interioare se misca cu o viteza usor mai mare, care atinge valoarea maxima aproape de centrul conductei. Distribuirea vitezei are forma unei parabole si viteza medie (figura 2.1) este de 50% din viteza maxima a liniei centrale.

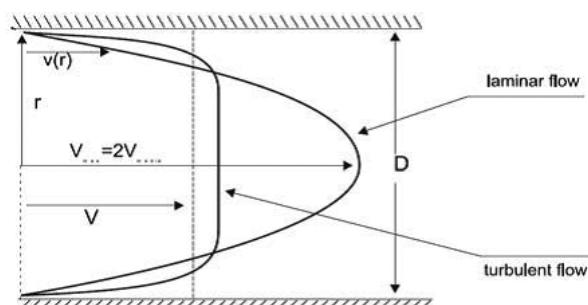


Fig. 2.1

In cazul in care cota debitului este crescuta gradual, se atinge un punct in care debitul stratului se disperseaza brusc si se amesteca cu apa inconjuratoare. Particulele care sunt aproape de perete se amesteca cu cele din mijlocul curentului, miscandu-se cu o viteza mai mare, incetinindu-le. In acest momentu curentul devine turbulent si curba de distribuire a vitezei este mult mai plata. Experimentele efectuate de Osborne Reynolds, aproape de sfarsitul secolului 19, au evideniat ca tranzitia de la curentul laminar la curentul turbulent depinde, nu numai de viteza, dar si de diametrul conductei si de vascozitatea fluidului, si este un coefficient de inertie de forte fata de vascozitate. Acest coefficient este cunoscut ca numarul lui Reynolds si poate fi exprimat in cazul unei conducte circulare.

Din experimente s-a constatat ca pentru fluxurile in conductele circulare numarul Reynolds critic este aproximativ 2000. De fapt aceasta tranzitie nu are loc intotdeauna la exact $Re=2000$ ci variaza in functie de conditii. Prin urmare, este mai mult decat o gama de tranzitie.

IV.3.1. Debit tranzitoriu

In cazul curgerilor stationare unde debitul se presupune ca ramane constant in timp, presiunea de operare in orice punct de-a lungul stavarului este echivalent cu caderea de apa deasupra acelui punct. Daca are loc o schimbare de curent brusca, de exemplu atunci cand operatorul centralei, sau administratorul sistemului deschide sau inchide portile prea rapid, modificarea brusca in viteza apei poate cauza presiuni periculoase scazute si inalte. Acest val de presiune este cunoscut drept lovitura de berbec, sau suprapresiune, si efectele sale pot fi dramatice. Stavilarul poate izbucni de la suprapresiune sau ceda daca presiunile sunt reduse sub cele atmosferice. Desi tranzitorie, unda de presiune indusa „fenomenul de lovitura de berbec” poate fi de o magnitudine mai mare de cateva ori decat presiunea statica din cauza caderii. In conformitatea cu a doua lege a lui Newton, forta dezvoltata in stavilar, prin schimbarea brusca a vitezei, va fi:

$$F = m \frac{dV}{dt}$$

In cazul in care viteza coloanei de apa s-ar putea reduce la zero, forta rezultata ar deveni infinita. Din fericire acest lucru nu este posibil in practica; o valva mecanica necesita un anumit timp pentru inchiderea totala si peretii conductei nu sunt perfect rigizi si coloana de apa sub presiuni mari nu este rezistenta la compresie.

Urmatoarea descriere ilustreaza cum schimbarea de viteza, cauzata de o inchidere instantanea a portii, sau valva, la capatul conductei creaza un val de presiune care traverseaza lungimea conductei. Initial, apa curge cu o viteza (V_0) asa cum este prezentata in (a). Atunci cand poarta se inchide, apa care curge prin conducta are tendinta de a continua curgerea datorita cantitatii sale de miscare. Datorita faptului ca aceasta cantitate de miscare este oprită fizic de inchiderea portii, ea se „strange” din spate, energia cinetica a elementului apei in apropierea

portii este convertita in energie de presiune, care usor comprima apa si extinde circumferinta conductei in acel punct (b). aceasta actiune este repetata de urmatoarele elemente de apa (c), si valul frontal al presiunii crescute traverseaza lungimea conductei pana ce viteza apei V_o este distrusa, apa este comprimata, conducta este extinsa pe intreaga ei lungime (d). In acest punct, energia cinetica a apei este convertita in energie de deformatie (sub compresie crescuta) si energia de deformatie a conductei (sub tensiune crescuta).

Datorita faptului ca apa in rezervoire ramane sub presiune statica normala dar apa in conducta este acum sub o presiune mai mare, curentul se revarsă si este fortat inapoi in rezervor din nou cu viteza V_o (e). Deoarece apa sub compresie incepe sa curga inapoi, presiunea in conducta este redusa la presiunea statica normala. Un val de presiune "neincarcata" calatoreste dupa aceea in jos pe conducta spre poarta (f) pana ce energia de deformatie este convertita in energie cinetica (g). Cu toate acestea, spre deosebire de cazul (a), apa curge acum in directia opusa si datorita cantitatii ei de miscare apa, din nou, incarca sa mentina aceasta viteza. Comportandu-se in acest fel, stranga elementul de apa din apropierea portii, reducand presiunea acolo si contractand conducta (h). Acest lucru se intampla cu succesive elemente de apa si un val negativ de presiune se propaga inapoi in rezervor (i) pana ce intreaga conducta este sub compresie si apa sub presiune redusa (j). Acest val negativ de presiune ar avea aceeasi magnitudine ca presiunea initiala pozitiva daca s-ar asuma ca pierderile de frictiune nu. Viteza atunci se reduce la zero dar presiunea mai scazuta in conducta in comparatie cu cea din rezervor forteaza apa sa curga inapoi pe conducta (k). Unda de presiune calatoreste inapoi spre poarta (e) pana ce intreg ciclu este complet si incepe cel de-al doilea ciclu (b). Viteza cu care presiunea frontală se miscă este o functie a vitezei sunetului in apa modificata de caracteristicile elastice ale materialului conductei. In realitate, teava de presiune este de obicei inclinata dar efectul ramane acelasi, cu unda de presiune la fiecare punct de-a lungul conductei la care se adauga si se substrage presiunea statica in acel punct. De asemenea, efectul de amortizare a frictiunii cauzeaza energia cinetica a curentului sa se risipeasca treptat si amplitudinea oscilatiilor de presiune sa scada in timp. Desi anumite valve se inchid aproape instantaneu, inchiderea se face de obicei in cateva secunde. Totusi, in cazul in care valva se inchide inainte ca unda de presiune sa se intoarca spre poarta conductei (g), varful presiunii ramane neschimbant-toata energia cinetica continua de apa in apropierea portii va fi convertita, eventual, in energie de deformatie si rezulta in acelasi varf de presiune ca si cand poarta s-ar inchide instantaneu. Cu toate acestea, in cazul in care poarta se inchide numai partial, pana cand unda de presiune initiata se intoarce la poarta (g), nu toata energia cinetica ar fi fost convertita in energie de deformatie si varful de presiune va fi mai mic. In cazul in care poarta continua sa fie inchisa, unda de presiune pozitiva, care s-ar crea, va fi redusa intr-un fel de presiunea negativa (h) unda creata cand poarta a inceput initial inchiderea. In consecinta, daca porta se inchide sau deschide intr-un timp mai mare decat cel necesar pentru unda de soc sa calatoresca catre rezervor si inapoi la poarta, varfurile undei de presiune sunt reduse.

Viteza apei sau viteza sunetului, in apa este de aproximativ 1420 m/s. Cu

toate acestea, viteza valului intr-o conductă - viteza cu care unda de presiune calatorește de-a lungul conductei - este o funcție atât a caracteristicilor elestice ale apei cât și ale materialului conductei.

Vă poate fi presupus că egal cu viteza curentului initial $y V_0$. Cu toate acestea, dacă t este mai mare decât T_c , atunci valul de presiune atinge valva înainte ca aceasta să fie complet închisă, și suprapresiunea nu se va dezvolta pe deplin, deoarece valul negativ reflectat care ajunge la valva va compensa pentru creșterea presiunii.

IV.3.2. Curgerea apei în canale deschise

În conductele inchise apa umple întreaga conductă, în canalul deschis există întotdeauna o suprafață liberă. În mod normal, suprafața este supusă presiunii atmosferice, la care se face referință ca la referința zero de presiune, și de obicei considerată constantă de-a lungul întregii lungimi a canalului. Într-un fel acest fapt, prin scăderea terenului de presiune, facilitează analiza, dar în același timp induce o nouă dilemă. Adâncimea apei se modifică odată cu condițiile curentului, și estimarea sa în fluxuri instabile este parte a problemei. Orice tip de canal, chiar și unul strâmt, are o distribuție tridimensională a vitezelor. Un principiu bine stabilit în mecanica fluidului este că orice particula în contact cu o limită solidă staționară are o viteză zero. Figura 2.2 ilustrează liniile izo-viteză în canale de diferite profile. Abordarea mecanică se bazează pe teoria stratului limită; abordarea tehnologică are de-a face cu viteză medie V .

Fluxul unui canal este considerat constant atunci când adâncimea pe orice secțiune a intinderii nu se schimbă în timp, și instabilă dacă se schimbă în timp. Despre fluxul unui canal deschis se spune că este uniform atunci când debitul și adâncimea apei în fiecare secțiune a lungimii canalului nu se schimbă în timp. În consecință, se spune că este variabil ori de câte ori debitul și/sau adâncimea apei se schimbă de-a lungul sau. Fluxul neuniform este o întâmplare rară, și că și fluxul neuniform se înțelege și apariția fluxului constant uniform. Fluxul constant variabil este de obicei treptat sau rapid.

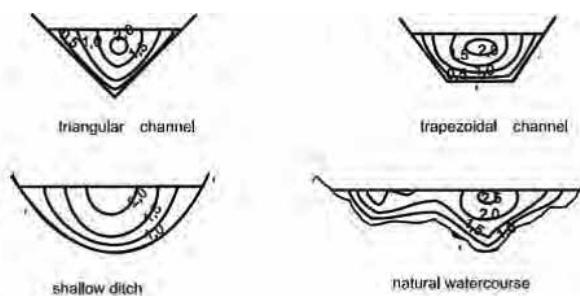


Fig. 2.2

IV.4. Debitul cursului de apă

Întreaga generare hidroelectrică depinde de apă curgătoare. Acest lucru face ca hidrocentrala să fie un amplasament extrem de dependent. În primul rand, este necesar un debit de apă de încredere și suficient. În al doilea rand,

conditiile topografice ale amplasamentului trebuie sa permita coborarea treptata a raului intr-o sectiune de rau concentrata intr-un singur punct care sa ofere suficienta cadere pentru generarea de energie. Aceasta cadere poate fi creata de baraje sau prin conducerea apei paralele cu raul intr-o deschidere cu pierderi de cadere reduse in comparatie cu cursul natural, sau foarte adesea, prin combinarea ambelor. Planificarea pentru exploatarea unui sector de rau sau un amplasament specific este una dintre sarcinile ambitioase pe care le infrunta un inginer hidroelectric, deoarece exista un numar nelimitat de moduri practice in care un rau sau un amplasament poate fi exploatat.

Inginerul hidroelectric trebuie sa gaseasca solutia optima pentru configurarea centralei, incluzand tipul de baraj, sistemul de transportare al apei, capacitatea instalata de generare, locatia si diferitele structuri etc. succesul unui inginer hidroelectric depinde de experienta si de un talent „artistic”, intrucat este imposibila abordarea de optimizare strict matematica, datorita numarului de posibilitati si conditiilor specifice de amplasament.

Atunci cand un amplasament este identificat ca fiind adevarat din punct de vedere topografic, prima sarcina este investigarea disponibilitatii unei furnizari adecvate cu apa. Pentru cursurile de apa necimalate, acolo unde observatiile asupra curgerii pe o lunga perioada de timp, nu sunt valabile, se implica stiinta de hidrologie, studiul precipitatilor si debitul cursului de apa, masurarea bazinelor de colectare, zonele de captare, evapotranspiratia si geologia suprafetei.

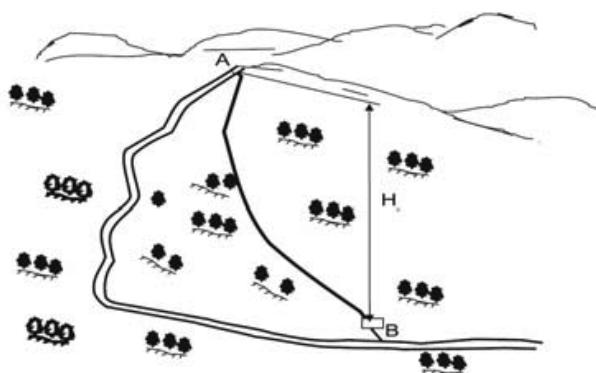


Figura ilustreaza modul in care apa care curge de la punctul A catre punctul B, cu cresteri ZA si ZB, pierde energie potentiala care corespunde scaderii in elevatie. Aceasta pierdere de energie potentiala are loc indiferent de calea de-a lungul cursului de apa sau printr-un canal deschis, stavar si turbina. Energia potentiala pierduta poate fi convertita in energie pierduta conform ecuatiei:

$$P = Q \cdot H_g \cdot \gamma$$

Apa poate urma albia, pierzand energie prin frictiune si turbulentă rezultand intr-o crestere marginala a temperaturii apei. Sau poate curge de la A la B printr-un sistem de transport artificial cu o turbină la capatul sau mai mic. În acest caz energia va fi folosită în principal în operarea turbinei, și o mică parte este pierdută prin frictiune în sistemul de transport. În cel din urmă caz este energia pierdută prin

impingerea in turbină care va fi transformată în energie mecanică și după aceea, prin rotația generatorului, în producerea de electricitate.

Obiectivul este reducerea costurilor de construcție în timp ce se păstrează cantitatea maximă de energie disponibilă generatorului. Pentru a estima potențialul apei este nevoie de cunoașterea variației de curgere de-a lungul anului și cat de mare este brutul disponibil al caderii. În cele mai bune circumstanțe autoritățile hidrologice ar instala o centrală calibrată pe secțiunea unui curs de apă pentru care datele asupra debitului de curgere ar fi fost colectate în mod regulat timp de mai mulți ani.

Din pacate, este destul de neobișnuit ca măsurarea debitelor de apă să fi avut loc pe sectorul de rau unde se propune dezvoltarea unei amenajări hidroelectrice. Dacă totuși se întâmplă, atunci va fi suficient să se facă uz de una dintre abordările care poate fi folosită pentru a estima un debit anual mediu și de curba de durată a debitelor pentru sectorul în cauză (aceste abordări vor fi explicate mai târziu).

Indiferent dacă a avut loc sau nu o calibrare, primul pas este efectuarea unor cercetări, pentru a certifica dacă există înregistrări ale debitului de apă pentru sectorul în cauză. Dacă nu, atunci atunci pe alte sectoare ale aceluiași rau sau rauri similare în zona care să permită reconstruirea a seriilor de timp pentru sectorul de rau prevazut.

IV.4.1. Estimarea capacitatii centralei si cantitatea de energie

FDC furnizează mijloace de selectare a debitului corect, și luarea în considerare a curgerii de rezervă și a curgerii minime a turbinei din punct de vedere tehnic, se face o estimare a capacitatii centralei și a cantitatii de energie medie anuala. Figura 3.12 FDC ilustrează amplasarea care urmează să fie evaluată. Debitul calculat trebuie să fie identificat printr-un proces de optimizare, studiind o varietate de diferite debite, care, în mod normal, oferă un calcul optim al debitului semnificativ mai mare decât diferența între debitul mediu anual și debitul rezervat. De indată ce debitul calculat este definit și căderea netă estimată, trebuie identificat un tip corespunzător de turbină (referință în capitolul 6). Figura 3.12 arată regiunea utilizabilă a curbei de durată a debitelor. Fiecare turbină selectată are un debit minim din punct de vedere tehnic (cu o scurgere mai mică cu care fie turbină nu poate funcționa sau o eficiență foarte scăzută) și eficiență să este în funcție de debitul de operare.

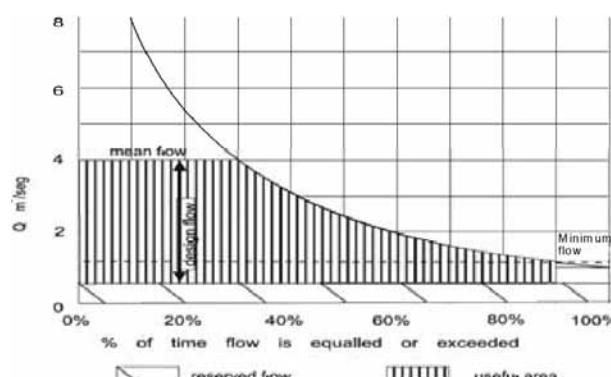


Figura de mai sus ilustreaza amplasarea care urmeaza sa fie evaluata. Debitul calculat trebuie sa fie identificat printr-un proces de optimizare, studiind o varietate de diferite debite, care, in mod normal, ofera un calcul optim al debitului semnificativ mai mare decat diferența intre debitul mediu anual si debitul rezervat. De indata ce debitul calculat este definit si caderea neta estimata, trebuie identificat un tip corespunzator de turbina.

Figura de mai sus arata regiunea utilizabila a curbei de durata a debitelor. Fiecare turbină selectată are un debit minim din punct de vedere tehnic (cu o scurgere mai mică cu care fie turbină nu poate funcționa sau o eficiență foarte scăzută) si eficiența sa este în funcție de debitul de operare.

Productia medie de energie anuala (E in kWh) este in functie de:

$$E = f_n(Q_{\text{median}}, H_n, \eta_{\text{turbine}}, \eta_{\text{gearbox}}, \eta_{\text{transformer}}, y, h)$$

Unde:

- Q_{median} = debitul in m^3/s pentru etapele graduale pe curba de durata a debitelor
- H_n = caderea specifica neta
- η_{turbine} = eficiența turbinei, o functie a Q_{mediu}
- $\eta_{\text{generator}}$ = eficiența generatorului
- $\eta_{\text{transmisie}}$ = eficiența transmisiei
- $\eta_{\text{transformator}}$ = eficiența transformatorului
- y = greutatea specifica a apei (9.81 KN/m^3)
- h = numarul de ore in care are loc debitul specificat.

Productia de energie poate fi calculata prin impartirea zonei utile in fasi de crestere graduala verticala de 5% incepand de la origine. Fasia finala va intersecta FDC la Q_{minor} Q_{reservat} care este mai mare. Pentru fiecare fasie Q_{mediu} este calculat, valoarea corespunzatoare a h_{turbina} este definita pentru curba corespunzatoare de eficiență, si contributia de energie a fasiei este calculata utilizand ecuatia:

$$E = W \times Q_{\text{median}} \times H \times \zeta_{\text{turbine}} \times \zeta_{\text{generator}} \times \zeta_{\text{gearbox}} \times \zeta_{\text{transformer}} \times \tilde{\Omega} \times h$$

Unde:

- W = latimea fasiei = 0.05 pentru toate fasiile cu exceptia ultimei care ar trebui calculata
- h = numarul de ore intr-un an
- y = greutatea specifica a apei (9.81 KN/m^3)

Productia medie anuala de energie este suma contributiei de energie pentru fiecare fasie. Capacitatea fiecarei turbini (kW) va fi data de produsul debitului lor calculat (m^3/s), caderea neta (m), eficiența turbinei (%), si greutatea specifica a apei (kNm^{-3}).

Tip turbina	Qmin(% of Qcalcul)
Francis	50
Semi Kaplan	30
Kaplan	15
Pelton	10
Turgo	20
Propeller	75

Nivelul apei in amonte poate varia in functie de debit. In cazul in care gura de admisie a bazinei este controlata de un baraj deversor fara nicio poarta, nivelul apei va creste cu debitul. Cu toate acestea, in cazul in care gura de admisie a bazinei este controlata de porti in scopul functionarii la un nivel specific al rezervorului, nivelul apei poate ramane constant chiar si in timpul perioadelor de debit ridicat. In timpul perioadelor cu debit scazut, nivelul apei in amonte poate fi mai scazut datorita golirii rezervorului.

Pierderile de cadere in sistemul de aductie variază in functie de standardul debitului admis, si prin urmare pentru sezoanele cu debit scazut cu debit scazut in turbina, pierderile de cadere in sistemul de aductie poate fi redus.

Nivelul apei in aval poate varia in functie de debit. Acest lucru depinde de corpul de apa in care apa este evacuata. In cazul evacuarii direct in bazinele biefului amonte controlat de porti intr-o dezvoltare in aval, nivelurile apei pot ramane aproape constante chiar si pentru debite mai mari. Daca apa este evacuata intr-un curs natural, nivelurile de apa din nou pot varia in mod considerabil.

Nivelul biefului amonte este in mod normal mentinut de creasta deversorului cand intregul debit al raului trece prin turbine. Atunci cand debitul raului depaseste debitul maxim al turbinei, excesul debitului de apa va trece peste deversor. Nivelul rezervorului care corespunde diferitelor debite ale deversorului pot fi usor calculate. In acest caz masurand caderea peste creasta deversorului avem in acelasi timp nivelul suprafetei apei la gura de admisie si debitul raului (inclusand debitul de la turbine).

IV.5. Evaluarea amplasamentului

Caderea bruta poate fi evaluata rapid, fie prin supravegherea sau utilizarea SGP (Sistemul Global de Pozitionare) sau prin tehnici ortofotografice. Cu ajutorul principiilor hidraulice subliniate in Capitolul 2 caderea neta poate fi determinata. Cu toate acestea, selectia unei solutii tehnice corespunzatoare pentru amplasament va fi rezultatul unui proces indelungat, itirativ, in care problemele de mediu si topografice pentru un anumit amplasament, sunt foarte importante. Aceasta este motivul pentru care sunt necesare cunoasterea profunda a principiilor pentru a evita esecurile periculoase in functionarea centralei. Tehnologiile de supraveghere trec printr-o schimbare revolutionara, si utilizarea tehnologiilor mentionate mai sus pot ajuta foarte mult la proiectarea amenajarii si reducerea

costurilor acesteia.

IV.5.1. Cartografie

In tarile industrializate, hartile scalate sunt de obicei valabile. Teritoriul UE a fost sau este digitalizat, si cartografia la scara la fel de mare ca 1:5 000 este deja valabila. Pe de o parte, in tarile in curs de dezvoltare, dezvoltatorul va fi norocos daca va gasi harti la scara 1:25 000.

Fotografiile aeriene de topografie pot fi inlocuite de harti daca nu pot fi gasite la scara necesara. Cu toate acestea fotografiile aeriene sunt diferite de harti intr-o privinta importanta. O harta are o scara variabila controlata sau uniforma, aceasta din urma fiind dependenta de alegerea proiectarii hartii. Fotografiile aeriene, -e de alta parte, nu au o scara care se schimba in mod neuniform sau constant. In afara de imperfectiunile lentilelor, care pentru toate scopurile practice pot fi considerate neglijabile, doi factori majori sunt responsabili pentru variatiile in scara fotografiei:

- ▶ Relieful topografic- terenul, indiferent de cat este de plat, nu este niciodata orizontal - si...
- ▶ Inclinarea axei optice a camerei.
- ▶ Camerele moderne sunt capabile sa eliminate denaturarea, care rezulta din inclinarea lor axiala. In plus, fotografiile aeriene pot fi vizualizate din punct de vedere stereoscopic sau tridimensional. Efectul stereoscopic permite geologului sa identifice tipurile de roca, sa determine structurile geologice, si sa detecteze instabilitatea pantelor si inginerul poate aduna datele necesare pentru construirea barajului, canalelor deschise si stavarului.

In functie de precizia necesara, fotografiile digitale pot fi geocodate (legate la un sistem coordonare si proiectie harta) si ortorectificate. Denaturarea de la lentilele camerelor este eliminata prin utilizarea punctelor de control al solului de la harti, date de sondaj si vectori clienti GPS. Aceasta este o modalitate eficienta de a ortocorecta fotografiile aeriene. Rezolutii de 30 cm pana la un metru se pot realiza cu ortoaparatele digitale. Pot fi produse pe CDROM sau discrete atat ortofotografiile digitale cat si copiile brute.

Cu aceste harti este posibil sa se localizeze gura de admisie, marcarea albiei deschise si stavarului, cu suficiente precizie pentru studiile de fezabilitate si chiar si pentru contractori sa se angajeze in faza de licitatie pentru constructie.

Pot fi descoperite probleme geologice cu fotografiile stereoscopice, in special cele referitoare la stabilitatea pantelor care poate cauza situatii periculoase.

IV.5.2. Studii geochimice

Foarte adesea, necesitatea de a proceda cu studii detaliate geologice ale amplasamentului, sunt subestimate. In multe cazuri, cu consecinte regretabile-

infiltratia sub baraj, alunecarea albiei deschise etc.

Din fericire in statele membre ale UE si in multe alte tari din intreaga lume, hartile geologice bune permit estimarile initiale, pentru securitatea fundatiilor barajului, stabilitatea pantelor si permeabilitatea terenului. Cu toate acestea, uneori, aceste informatii ar trebui sa fie complete, cu lucrari speciale pe teren, de foraj si de prelevare a probelor.

Structurile hidraulice trebuie sa se bazeze pe fundatii de nivel, cu pante laterale adevarate, care sa nu faca obiectul problemelor de stabilitate. Exista un numar mare de programe computerizate pentru stabilitatea pantelor, variind de la o simpla abordare duo-dimensionalala pana la analize grafice colorate tri-dimensionale sofisticate. Catalogul de esecuri, in special la proiectarea canalului, este atat de mare incat un studiu geomorfologic minin al terenului trebuie recomandat in prima etapa a proiectului. Problema este acuta in special pentru amenajarile montane inalte, acolo unde constructia poate fi intr-o zona de suprafata alterata de intemperii, afectata de diferite caracteristici geomorfologice cum ar fi alunecarea de teren, soluflutiune, alunecarile de teren plane si rotationale si caderile de stanca.

Stavilarul si rezervorul sau corespunzator poate fi afectat de instabilitatea formatiilor superficiale care pot fi prezente in zona sa de influenta, dar in acelasi timp bazinul insusi poate fi afectat de aceste formatiuni. In cazul in care stavilarul trebuie sa fie plasat pe teren neconsolidat variatia nivelului apei poate genera instabilitate pe pantele udate ale rezervorului.

De-a lungul canalului deschis multe caracteristici geomorfologice pot afecta linia sa selectata, care, impreuna cu o panta abrupta a terenului, pot conduce la o potențiala instabilitate. Formatiuni coluviale, produs al intemperiilor mecanice a maselor de roca, si procesele de solufluctie, sunt active in medii muntoase inalte in care subsolul este ud intr-un anumit anotimp sau tot anul- exista anumite caracteristici care pot compromite stabilitatea canalului.

Se recomanda tratamentele de drenaj, constructia reperului si tratamentele de beton tocretat, printre multe altele. La capatul albiei, bieful amonte actioneaza ca un mini rezervor pentru stavilar. Frecvent, autoritatile solicita ca toate sectiunile de indigurie pentru retinerea apei sa fie supuse unei analize de stabilitate indiferent de configurarea acestora. Proiectarea stavilarului, de obicei plasat pe o panta abrupta, pune probleme atat pentru blocurile sale de ancorare cat si de impact vizual.

Adanc in vale, frecvent construite pe terasa vechiului rau, amplasarea centralelor electrice ridica probleme care, de multe ori, pot fi rezolvate prin utilizarea de tehnici ca cimentarea canalului rotor.

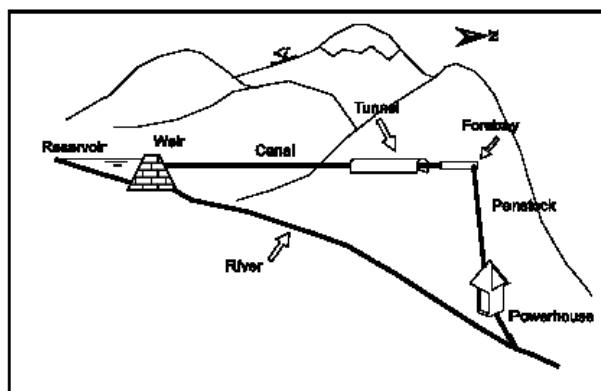
In stiinta geologica, exista o gama variata de tehnici geomorfologice care pot fi folosite inclusiv cele mai frecvente:

- ▶ **Fotogeologia.** Dupa cum s-a mentionat mai sus fotogrammetria - la scari de la 1:10 000 la 1:5 000 - permite geologului identificarea tipurilor de roca, determinarea structurilor geologice si detectarea instabilitatii pantei.
- ▶ **Hartile geomorfologice.** Rezultatul analizelor fotogrammetrice completa-

te cu rezultatele achetei de teren trebuie combinate pe Harta Geomorfologica. Aceasta harta se bazeaza pe una topografica si este facuta la o scara intre 1:10 000 si 1:5 000, in mod corespunzator clasificata folosind simboluri simple, ar trebui sa arate toate formatiunile de suprafata care afecteaza structurile hidraulice propuse

- ▶ **Analizele de laborator.** Testele traditionale de laborator cum ar fi clasificarea solului, si consolidarea triaxiala faciliteaza clasificarea formarii de suprafata. Rezultatele trebuie incluse in harta geomorfologica
- ▶ **Studiile geofizice.** O investigatie geofizica fie electrica sau seismica (prin refractie) va contribui la o intelegera mai buna a grosimii superficiale de formare, localizarea sectiunilor cu alunecari de teren, circulatia interna a apei, si importanta volumetrica a potentiilor formatiuni instabile
- ▶ **Analiza geologica structurala.** Desi nu este o tehnologie geomorfologica corespunzatoare poate ajuta la rezolvarea problemelor in zona de captare si in acele cazuri in care conductele hidraulice trebuie sa fie tuneluri in masivele de stanca. Stabilitatea rocii si infiltratia in fundatia structurilor hidraulice sunt probleme care pot fi rezolvate prin aceasta metodologie, evitand incidente dramatice in timpul functionarii
- ▶ **Investigatiile directe - Forarea puturilor.** Acest lucru este mai putin obisnuit pentru amplasamentele hidro mici. Cu toate acestea atunci cand barajul sau stavarul trebuie plasate pe strat neconsolidat, este esential un program de forare, urmat de teste de laborator ale probelor extrase. Unele dintre aceste teste recomandate sunt:
 - ⇒ Teste de permeabilitate ale forarilor, cum ar fi Lugeon sau Testul de Presiune Joasa, pentru a defini circularea apei in fundatie
 - ⇒ Teste de laborator care sa determine rezistenta la compresiune a probelor pentru a defini caracteristicile acestora.

Completand testele de mai sus, un eseu seismic asupra refractiei geofizice pentru a defini coeficientul deformarii dinamice a masivului de stanca in adancime poate fi recomandat in cazul digurilor inalte.



IV.6. Structura hidraulica

Dezvoltarea unei centrale hidroenergetica include un numar de structuri, a caror proiectare va depinde de tipul de amplasament, conditiile locale, acces la materialul de constructie si traditiile de constructie locale in tara sau regiune. Urmatoarele structuri sunt comune intr-un sistem hidro:

- ▶ Structura de deviere a cursului
 - ⇒ Baraj
 - ⇒ Canal deversor
 - ⇒ Aranjarea disipatiei de energie
 - ⇒ Trecere pentru pesti
 - ⇒ Aranjamente reziduale de debit
- ▶ Sistemul de transport al apei
 - ⇒ Gura de admisie
 - ⇒ Canale
 - ⇒ Tuneluri
 - ⇒ Stabilire
 - ⇒ Centrala energetica

Aspectele legate de proiectare si solutiile comune pentru aceste structuri sunt prezentate mai jos.

IV.6.1. Baraj

IV.6.1.1. Baraj

Barajele si stabilirele sunt destinate in principal pentru devierea fluxului de rau in sistemul de transport al apei catre centrala energetica. Barajele produc, de asemenea, o cadere suplimentara si ofera o capacitate de stocare. Alegerea tipurilor de baraje depinde in mare parte de conditiile geotehnice si topografice. De exemplu daca roca solida nu este disponibila la adancimi de excavare rezonabile, structuri solide cum ar fi barajele de beton sunt dificile. In schimb, pentru valoare inguste, poate fi dificil gasirea spatiului pentru canale deversoare separate si barajele de beton pot fi alegerea naturala cu posibilitatilor lor inerente de a integra canalele deversoare etc in corpul barajului.

In tarile nordice, epoca de gheata ne-a lasat cu vali largi si deschise si materiale de morena din balsug. Nu este surprinzator faptul ca majoritatea barajelor vaste sunt corpuri de baraj cu un nucleu central de morena. La sud de Alpi argilele naturale potrivite pentru nucleul barajului nu sunt in abundenta si topografia in

multe locatii este in favoarea barajelor din beton.

In conformitate cu Comitetul International al Marilor Baraje, un baraj este considerat „mic” atunci cand inaltimea sa, masurata de la nivelul fundatiei la coama, nu depaseste 15 m, lungimea coamei este mai mica de 500 m si apa stocata este mai mica de 1 milion de m^3 . Acesti parametri pot fi importanți datorita procedurilor administrative complicate adesea asociate cu construirea marilor baraje.

In intreaga lume, barajele sunt cele mai comune in parte datorita urmatoarelor caracteristici, pe care acestea le poseda:

- ▶ Pot fi adaptate la o gama larga de conditii de fundatie
- ▶ Constructia foloseste materiale naturale, care pot fi adesea gasite local, limitand necesitatile de transport pe distante lungi
- ▶ Procesul de constructie poate fi continuu si extrem de mecanizat
- ▶ Proiectarea este extrem de flexibila in acceptarea diferitelor materiale de umplere.

Dezavantajele barajelor sunt ca acestea sunt sensibile la deflerare si scurgeri, si eroziunea in corpul barajului si in fundatia acestuia. Exista o rata a mortalitatii mai mare printre intre barajele dig in comparatie cu barajele de beton.

Barajele de beton, pe de alta parte, au stavele care corespund parerilor pro pentru barajele dig:

- ▶ Necesa anumite conditii referitoare la fundatii
- ▶ Necesa procesarea materialelor naturale pentru aggregatele la locul amenajarii, transportarea marilor cantitati de ciment si au un proces de construcție discontinuu si intens din punct de vedere al forței de munca, conducand la costuri unitare ridicate.
- ▶ Pe de alta parte barajele de beton au mai multe dezavantaje:
- ▶ Sunt adecate pentru majoritatea intervalor de topografie adica pentru vazi largi si inguste, cu conditia ca conditiile de fundatie sa fie corecte
- ▶ Ele nu sunt foarte sensibile la deflerare
- ▶ Canalul deversor poate fi plasat la coama, si daca este necesar pe intreaga lungime a barajului
- ▶ Camerele sau galeriile pentru lucrările de drenare, tuburile si lucrările suplimentare pot fi usor adaptate in corpul barajului
- ▶ Centralele energetice pot fi plasate la piciorul aval de consolidare a barajului.

Dezvoltarea Barajului cu anrocamente si fatete betonate (CFRD) neutralizeaza multe dintre barajele tip nucleu. In special, sensibilitatea la scurgere si eroziunea sunt reduse, si dependinta de material bun de baza este eliminata.

Dezvoltarea barajelor din beton cilindrat (barajul RCC) introduce un proces de construire foarte mecanizat, continuu si costuri unitare reduse. Noile baraje mari sunt aproape intotdeauna modele CFRD si RCC.

Baraje omogene: aceste baraje sunt folosite pentru terasamentele joase (<4m) si adesea ca baraje secundare. Din motive de siguranta pentru baraj, un anumit tip de drenaj este aproape intotdeauna prevazut.

Baraje dig de pamant: Acestea sunt folosite pentru inalimi de baraj de la 4 m in sus. Constructiile sunt extrem de sensibile la proiectarea tehnologica la construire, si prin urmare, este vitala angajarea de consultanti specializati si contractorii necesita supravegherea amenajarii de catre ingineri experimentati. Componentele critice ale acestor baraje sunt nucleul, zonele de tranzitie (filtrele) care inconjoara nucleul si capacitatea de drenaj a piciorului aval de consolidare a barajului.

Barajele dig de pamant cu membrane: membranele pot fi de diferite tipuri si pot fi situate fie in amonte de baraj fie vertical in centrul barajului. Membranele pot fi construite din beton (ca la modelele CFRD), asfalt (tipul norwegian) sau in forma unei geomembrane pe versantul amonte.

Baraje de greutate: Acestea sunt dependente de masa proprie pentru stabilitate. Sectiunea lor transversala este in principal triunghiulara pentru a asigura stabilitatea adevarata si distributia tensiunilor de-a lungul fundatiei plane. Partea superioara este, in mod normal, rectangulara pentru a asigura latimea crestei adevarata pentru instalare si transportare.

Baraje cu contraforturi: Aceste baraje sunt compuse dintr-o fata continua amonte care este sustinuta de contraforturi la intervaluri regulate. Fata amonte este impartita, de obicei, in sectiuni verticale prin dilatarea imbinarilor, fiecare sectiune fiind sustinuta de un contrafort. Sectiunile transversale sunt similare cu cele ale barajelor de greutate.

Baraje arcuite: Aceste baraje functioneaza structural atunci cand arcurile dispuse orizontal transfera presiunea apei pe partea amonte in contraforturi mai degrada decat in fundatie. Barajele arcuite pot fi proiectate cu o raza constanta deasupra inaltilor barajului, sau cu raze diferite (baraje cu cupola). Barajele arcuite cu raza constanta au o sectiune transversala verticala si dreapta. Aceste baraje vor fi supuse unor forte verticale de deformare considerabile deoarece deformarea barajului tinde sa fie mai mare in centrul vertical al barajului. Acest fapt necesita ca barajul sa fie puternic consolidat pentru a reduce crapaarea urmata de surgeri.

IV.6.1.2. Canalul deversor

O cedare a barajului poate avea efecte grave in aval de baraj. Pe parcursul durantei de viata vor fi experimentate conditii de curgere diferite si un baraj trebuie sa fie capabil sa faca fata viiturilor care pot depasi conditiile normale de. Din acest motiv conducte de ocolire atent proiectate sunt incorporate in baraje sau stavlare ca parte a structurii. Aceste conducte de ocolire sunt cunoscute ca canale deversoare. Datorita vitezelor ridicate ale viiturilor o anumita forma de disipare de energiei este prevazuta la baza canalului deversor.

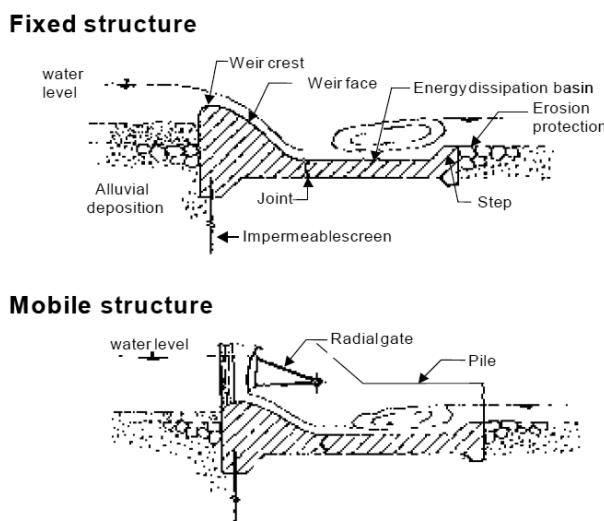
Marea majoritate a amenajarilor hidro mici sunt cele pe fir de apa, unde electricitatea este generata de evacuari mai mari decat cele minim cerute pentru a

opera turbina. In aceste amenajari o structura de diversiune scazuta este construita albia majora a cursului de apa pentru a devia debitul cerut in timp ce restul de apa continua sa curga peste acesta. Aceasta structura este cunoscuta ca stavilar, al carui rol este cresterea nivelului suprafetei apei astfel ca debitul de apa sa intre in gura de admisie.

Stavilarele si canalele deversoare pot fi impartite in structuri fixe si mobile. Structurile fixe mai mici sunt denumite stavilar, in timp ce structurile mai mari sunt denumite canale deversoare. Canalele deversoare sunt adesea impartite in canale deversoare cu porti si fara porti, care corespund structurilor fixe si mobile, canalul deversor fara porti fiind de fapt un stavilar la o scara mai mare.

Structurile de stocare fixe, cum ar fi stavilarele si canalele deversoare fara porti au avantajul securitatii, simplicitatii, intretinerii usoare si sunt eficiente din punct de vedere al costului. Cu toate acestea, ele nu pot regla nivelul apei si deci atat nivelul apei cat si productia de energie fluctueaza in functie de evacuare.

Structurile de stocare mobile cum ar fi canalele deversoare pot regla nivelul apei astfel incat ramane mai mult sau mai putin constant in cele mai multe conditii de curgere de intrare. In functie de configurarea portii si capacitatea de evacuare acestea pot fi capabile sa reverse sedimentul acumulat din aval. Aceste structuri sunt in general mai scumpe decat cele fixe, atat din punct de vedere al construirii cat si al intretinerii, si functionarea lor este mai complicata.



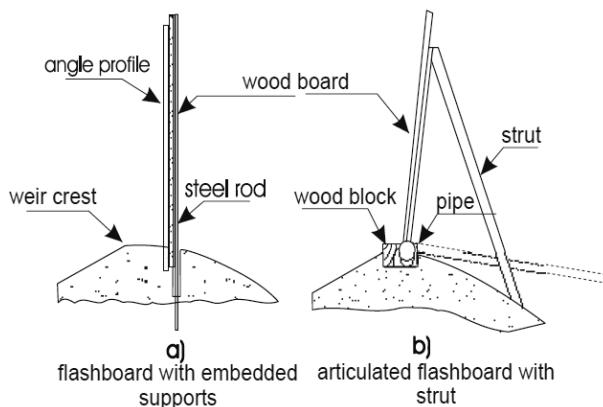
Stavilarele pot fi construite perpendiculare, unghiulare sau laterale fata de axa raului. Cel mai adesea creasta stavilarului este rectilinie si perpendiculara pe axa raului. Pentru niveluri relativ scazute ale apei in aval, stavilarul controleaza si defineste relatia intre nivelul apei in amonte si deversare. Ca o functie a tipului de stavilar, se obtin diferite tipuri de deversare

Stavilarul cu creasta ascutita este usor de construit si relativ eficient din punct de vedere al costului. Deversarea sa este definita prin intermediul coeficientului C_d . Trebuie sa se acord o atentie speciala la forma fetei din aval a partii superioare a stavilarului pentru a obtine o aerare suficienta intre panzele de apa inferioare e (panza de apa care curge deasupra stavilarului) a jetului si structurii.

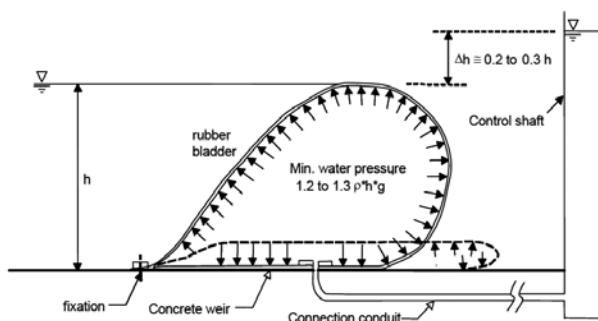
In cazul in care panza de apa inferioara a jetului se lipeste de structura, vibratiile pot fi transferate de la debit la structura.

Stavilarul cu prag lat este adesea aplicat pentru structurile temporare sau pentru structuri de importanta secundara, cum ar fi cazul devierii temporare a curentului. Proiectarea sa este simpla si eficienta din punct de vedere al costului. Conditii hidraulice sunt departe de a fi optime, exprimate printr-un coefficient de deversare scazut si prezenta de sub presiunii de-a lungul crestei stavilarului si pe partea din aval. Deversarea depinde de forma structurii.

Panourile de separare ridica nivelul apei usor in spatele stavilarulu pentru a asigura o adancime adevarata a apei la gura de admisie, fara a periclitata inundarea terenului din amonte, panourile de separare pot fi instalate pe creasta stavilarului. Panourile de separare sunt de obicei construite din lemn si sustinute de articulari prin buloane inglobate in racorduri de otel (tevi taiate la dimensiune) in creasta canalului deversor. Panourile de separare trebuie sa fie indepartate cu mana in timpul inundatiilor asfel incat fluxurile de nivel ridicat sa nu inunde terenul din amonte, o operatiune care in astfel de circumstante este dificila. Panourile de separare articulate sunt oarecum mai usor de indepartat.



Stavilarele expandabile o alta metoda, capabila de a fi actionata de la distanta este cea a stavilarului expandabil, care utilizeaza un balon de cauciuc armat in loc de beton, otel si panouri de lemn.

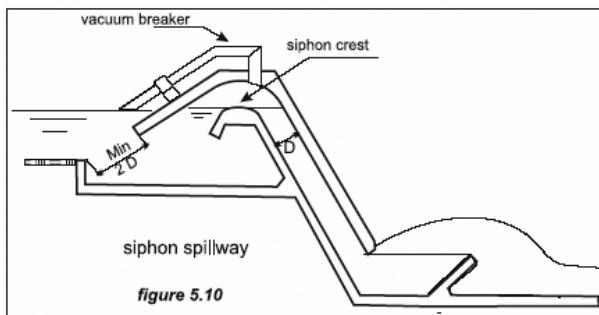


Acesta ofera o alternativa pentru mai multe metode conventionale de construire a stavilarului, cu avantajele inerente de cost initial mic, functionare simpla si intretinere minima. Intr-adevar stavilarele expandabile sunt porti flexibile in forma unui balon de cauciuc armat umflat cu aer sau apa, ancorat pe o fundatie

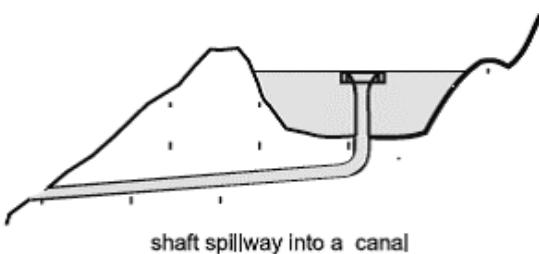
de beton (Figura 5.11) prin buloane de ancorare incastrate in fundatie. Ca orice alta poarta, stavilarul expandabil necesita un mecanism prin care este deschisa si inchisa. Stavilarul este ridicat cand este umplut cu apa sau aer sub presiune. Un compresor de aer sau o pompa de apa sunt conectate printr-o conducta, la balonul de cauciuc. Atunci cand balonul este umplut poarta se ridică; cand este desumflat stavilarul este intins pe fundatie sa, in pozitie complet deschisa. Sistemul devine economic atunci cand latimea stavilarului este mare in raport cu inaltimea.

Portile de siguranta- la instalatiile mari, dar uneori si la instalatiile mici, este recomandabila plasarea portilor de siguranta, cum ar fi acelea furnizate de Hydro-plus2. In cazul unei inundatii mari, atunci cand apa atinge un nivel pre-stabilit, una sau mai multe dintre portile de siguranta (practic structuri cu balamale) se vor inclina pentru a marii sectiunea canalului colector

Deversoare cu sifon - Alternativ, acolo unde spatiul disponibil pentru deversor este limitat, poate fi folosit un deversor cu sifon sau un deversor put. Ambele solutii ajuta la pastrarea nivelului apei in amonte in limite inguste. Un deversor cu sifon este de fapt un canal curbat inchis (Figura 5.12). Cand nivelul apei se ridică deasupra cotului sifonului, apa incepe sa curga in jos catre conducta ca in cazul unui supraplin, dar numai in cazul in care continua sa creasca sifonul este amorsat si sporeste considerabil deversarea. De obicei, sifoanele sunt amorsate cand nivelul apei atinge sau depaseste nivelul coroanei, dar exista proiectari in care amorsarea are loc can nivelul in amonte se ridica la o treime din inaltimea gatului.



Deversor put (sau deversor palnie) - Deversoarele put sunt rareori folosite la centralele hidro la scara mica. Dupa cum se ilustreaza in Figura 5.13, un deversor put incorporeaza o pipa de intrare in forma de palnie pentru a spori lungimea cres-teei, o tranzitie larga care se conformeaza formei panzei de apa ca in cazul de pre-aplin al deversorului desi uneori este construit in trepte pentru a asigura aerarea, un put vertical si un tunel de iesire care uneori are o pantă usor pozitva pentru a asigura ca la celalalt capat nu este cinciodata plin. Rapoartele Biroului American de Amelioare (USBR) 6 si 7 descriu principiile de proiectare ale acestor deversoare.



Stavilarul labirint - in anumite amenajari hidroelectrice mici (ex. amenajari mici in canalul de irigare) nu este spatiu suficient pentru localizarea unui stavilar conventional. In aceste cazuri, stavilare in forma de U sau labirint ajuta pentru a obtine o deversare mai mare pe lungimea disponibila.

IV.6.1.3. Amenajarea pentru disiparea de energie

Deversarea din structurile fixe sau mobile mentionate anterior este de obicei supercritica la evacuare. Vitezele mari de curgere si turbulentele pot cauza eroziune la baza structurii, in special daca albia raului nu este rezistenta la eroziune, ca de exemplu in cazul nisipului, argilei, nisipului necimentat, pietrisului sau chiar roca fractionata.

Pentru a evite astfel de daune, pot fi aplicate mai multe solutii de structura, unele dintre acestea fiind foarte costisoare. Solutiile cele mai des folosite sunt:

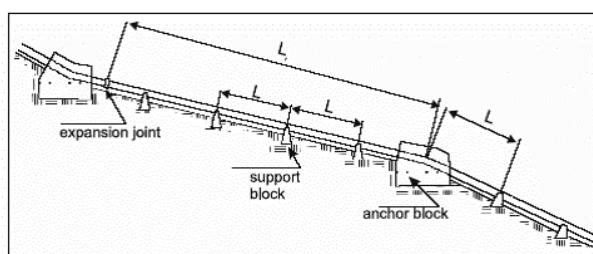
- ▶ Bazin de liniștire
- ▶ Cadere cu paravane deflectoare
- ▶ Bazin cu imersiune
- ▶ Cadere in cascade

Cele mai multe dintre aceste structuri disipa energia debitului prin formarea unui salt hidraulic, care imprastie o mare parte din energie pe o distanta relativ mica. Proiectarea si construirea structurilor de disipare este destul de complexa si vasta si cititorul este incurajat sa contacteze ingineri specializati. Mai multe informatii detaliate pot fi gasite in Vischer& Hager (1995).

La barajele de tip RCC- caderea de apa in trepte in aval s-a dovedit ectuva in reducerea vitezelor debitului si reducerea dimensiunilor bazinelor de liniștire ulterioara.

IV.6.2. Stavilarele

Transportarea apei de la gura de admisie la centrala energetica (acesta este scopul stavilarului) poate aparea ca o sarcina usoara. Cu toate acestea, amenajarea cea mai economica a stavilarului nu este simpla. Stavilarele pot fi instalate peste sau sub pamant, in functie de factori cum ar fi natura solului insusi, materialul stavilarului, temperaturile mediului si cerintele de mediu.



De exemplu, un stavilar din PVC cu diametru mic si flexibil, poate fi instalat pe

sol, urmand linia nisipului si pietrisului care inconjoara conducta pentru a garanta o buna izolare. Conductele mici instalate in acest mod nu au nevoie de blocuri de ancorare si conexiuni de extindere.

Stavilarele mai mari sunt de obicei ingropate atata timp cat exista doar un minim de excavare in roca. Stavilarele ingropate trebuie sa fie vopsite cu atentie si invelite pentru a proteja exteriorul impotriva coroziunii, asigurarea ca stratul protector nu este deteriorat la instalare, intretinerea viitoare este minima. Din punct de vedere al mediului solutia este optima deoarece solul se poate intoarce la conditia sa originala, si stavilarul nu constituie un obstacol in cursul vietii salbatice.

Un stavilar instalat deasupra pamantului poate fi proiectat cu sau fara conexiuni de extindere. Variatiile de temperatura sunt importante in special daca turbină nu functioneaza continuu, sau cand stavilarul este construit in linii drepte sau aproape drepte, cu blocuri de ancorare din beton la fiecare cotitura si cu o conexiune de extindere la fiecare set de ancore (Figura 5.31). Blocurile ancorei trebuie sa reziste impingerii stavilarului plus fortele de frictiune cauzate de extinderea si contractarea sa, asa ca atunci cand este posibil ele trebuie plasate pe stanca.

In cazul in care, datorita naturii solului, blocurile ancorei necesita volume mari de beton, atunci devin destul de costisitoare, o solutie alternativa este eliminarea fiecarui al doilea bloc si a tuturor conexiunilor de extindere, lasand coturile sa se miste liber. In acest caz este de dorit sa se prevada sectiunile drepte ale stavilarului in sei de otel, facute sa se potriveasca conturului conductei si in general sa acopere 120 de grade ale radierului. Seile pot fi facute din tabla de otel, cu impachetare de foaie de asbest grafit plasate intre sa si conducta pentru a reduce fortele de frictiune. Miscarea poate fi ajustata cu conexiuni de extindere, sau prin proiectarea conductei cu coturi libere sa se miste.

Daca se alege un sistem de conducte cu imbinare cu cep si mufa cu garnituri inelare O, atunci expansiunea si contractia sunt ajustate din articulatii.

Astazi exista o gama larga de materiale pentru stavilare. Pentru caderi si diametre mai mari, cea mai buna optiune este probabil otelul sudat fabricat. Cu toate acestea sunt luate in considerare conductele de otel sudate in forma de spirala datorita pretului mai mic, daca sunt valabile la dimensiunile necesare. Pentru caderi inalte, conductele din fier flexibil sau otel sunt preferate, dar pentru caderile medii si mici otelul devine mai putin competitiv, pentru ca staturilor de protectie anticoroziva interne si externe nu scad cu grosimea peretelui si pentru ca exista o grosime a peretului minim pentru conducta.

Pentru diametre mai mici, exista o optiune intre: conducta de otel fabricata, furnizata cu imbinare cu cep si mufa si garniturile-O din cauciuc, care elimina sudarea pe teren, sau cu borduri sudate, asamblate prin buloane pe teren (Figura 5.33); sau beton precomprimat; conducte cu cep si mufa din fier flexibil cu garnituri; comnt-azbest; material plastic armat cu fibre de sticla (GRP); si conducta din PVC, polietilen (PE) sau plastic. Conducta de plastic PE14 este o solutie foarte atractiva pentru caderile medii (o conducta din PVC de 0.4 m diametru poate fi folosita pana la o cadere de 200 m) deoarece este adesea mai ieftina, mai usoara si mult mai usor

de manevrat decat otelul si nu necesita protectie impotriva coroziunii. Conductele PVC15 sunt usor de instalat datorita imbinarilor cu cep si mufa prevazute cu garnituri inelare "O". Conductele din PVC sunt instalate de obicei sub pamant cu o acoperire de un metru. Datorita rezistentei scazute la radiatii UV ele nu pot fi folosite la suprafata decat daca sunt vopsite, acoperite sau invelite. Raza minima de acoperire a conductei din PVC este relativ mare (de 100 de ori diametrul conductei).- si coeficientul sau de expansiune termica este de cinci ori mai mare decat pentru otel. Ele sunt destul de fragile si necorepunzatoare pentru solul pietros.

Conductele PE16 .- (polietilena cu inalta greutate moleculara) pot fi instalate deasupra solului si pot cuprinde coturi de la 20 pana la 40 de ori diametru conductei (pentru coturi mai ascunse sunt necesare fittinguri special fabricate). Conducta PE pluteste pe apa si poate fi trasa cu cablu pe sectiuni lungi dar trebuie sa fie imbinata pe teren prin sudura prin fuziune, care necesita un utilaj special. Conducta PE poate rezista la inghetarea liniei de conducte fara sa se deterioreze, este posibil sa nu fie disponibila in marimi peste 300 mm diametru.

Stavilarele din beton, atat precomprimat cat si cu mare rezistenta la tractiune sau otel armat, cu armatura interioara pentru a preveni scurgerile si dotate cu imbinari cu cep si mufa prevazute cu garnituri de cauciuc constituie o alta solutie. Din pacate greutatea lor face ca transportul si manevrarea sa fie costisitoare, dar acestea nu sunt afectate de coroziune.

In tarile in curs de dezvoltare, conducta de presiune din lemn creozotat, cu sifci din banda de otel este o alternativa care poate fi folosita in diametre de pana la 5.5 m si caderi de pana la 50 metri (care pot fi crescute pana la 120 m pentru un diametru de 1.5 m). Avantajele includ flexibilitatea de a se conforma solului, usurinta de a fi montate pe sol fara nicio pregatire de grad, fara nevoia de fittinguri de expansiune fara necesitatea suporturilor din beton sau protectie impotriva coroziunii. Conducta din lemn corozat este asamblata cu sifci si benzi de otel sau cercuri care permit sa fie transportate mai usor chiar si pe teren accidentat. Devantajele includ scurgerile, in special in operatiunile de umplere, necesitatea de a mentine conducta plina de apa atunci cand se repară turbina, si intretinerea considerabila cum ar fi pulverizarea de acoperire cu gudron la fiecare cinci ani. Tabelul 5.3 prezinta principalele proprietati ale materialului de mai sus. Cateva dintre aceste proprietati nu sunt tipice, in special coeficientul valorilor Hazen Williams care depinde de conditia suprafetei conductei.

Material	Modulul de elasticitate al lui Young E(N/m ²)E9	Coeficientul de expansiune liniara (m/m °C)E6	Rezistenta de rupe-re la tractiune (N/m ²)E6	n
Otel sudat	206	12	400	0.012
Polietilen	0.55	140	5	0.009
Clorura de polivinil (PVC)	2.75	54	13	0.009
Azbociment	n/a	8.1	n/a	0.011
Fonta	78.5	10	140	0.014
Fier flexibil	16.7	11	340	0.013

IV.7. Echipament electromecanic

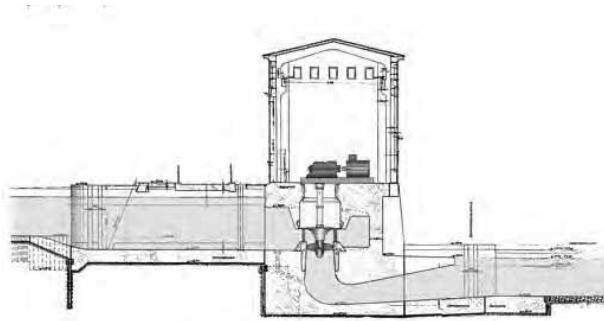
IV.7.1. Centrala energetica

La o amenajare hidroelectrica mica rolul centralei electrice este sa protezeze echipamentul care transforma energia potentiala a apei in electricitate, de intemperiile vremii. Numarul, tipul si energia turbo-generatoarelor, configurarea acestora, caderea amenajarii si geomorfologia amplasamentului determina forma si dimensiunea cladirii.

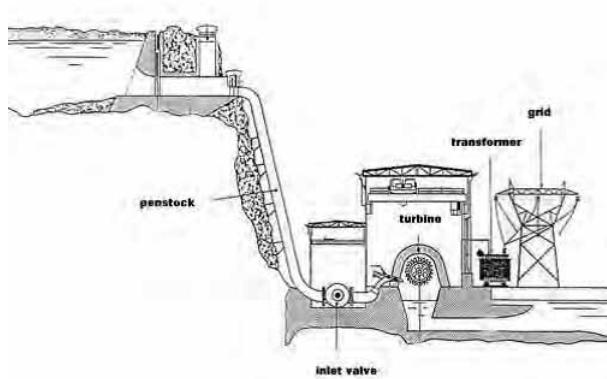
Asa cum se prezinta in figurile de mai jos, urmatorul echipament va fi expus la centrala electrica:

- ▶ Palnie de turnare sau valva
- ▶ Turbina
- ▶ Multiplicator de viteza (daca este necesar)
- ▶ Generator
- ▶ Sistem de control
- ▶ Condensator, instalatie de distributie
- ▶ Sisteme de protectie
- ▶ Alimentare de urgență DC
- ▶ Transformatoare de curent si retea
- ▶ etc.

Figura de mai jos este o vedere schematica a unei centrale energetice interioara cu intrare integrata adevarata pentru amenajariile cu cadere mica. Fundatia este parte a stavarului si reprezinta puterea de intrare si gratarul de retinere, turbină Kaplan cu axa verticala cuplata la generator, conducta de admisie si canalul de evacuare. Echipamentul de control si transformatorii de evacuare sunt localizate in avancamera generatorului.



Pentru a diminua impactul asupra mediului centrala energetica poate fi in totalitate scufundata. In acest fel nivelul de sunet este redus in mod sensibil si impactul vizual este nul.



In amenajarile cu cadere mica si medie, centralele energetice sunt mai conventionale (a se vedea figura de mai sus) cu o intrare pentru stavaril si un canal de evacuare. Desi nu este un lucru comun, acest tip de centrala energetica poate fi sub pamant.

Centrala energetica poate fi la baza unui baraj existent, unde apa soseste printr-un turn existent de captare sau evacuare aflat pe fund. Figura 1.4 in capitolul 1 ilustreaza o asemenea configuratie.

Dupa cum vom vedea in capitolul 6.1.1.2, anumite configuratii de turbine permit pentru intreaga infrastructura, sa se dispenseze, sau sa reduca ingloband numai echipamentul de control si distributie. Integrand turbină și generatorul într-o singură unitate hidroizolanta care poate fi instalată direct pe deschidere înseamnă că nu este necesara o centrală energetică convențională (unități de rezervor și sifon).

IV.7.2. Turbine hidraulice

Scopul unei turbine hidraulice este transformarea energiei potențiale a apei în energie rotativă mecanică. Desi acest acest manual nu definește orientările pentru proiectarea turbinelor (un rol rezervat fabricantilor de turbine) este necesar să se prevadă câteva criterii în ghidarea alegerii turbinelor adevărată pentru o anumită aplicație și chiar să se furnizeze formule corespunzătoare în determinarea dimensiunilor sale principale. Aceste criterii și formule se bazează pe lucrările efectuate de Siervo și Lugaresi, Siervo și Leva, Lugaresi și Massa, Austerre și Verdehan, Giraud și Beslin, Belhaj, Gordon, Schweiger și Gregorand și altele, care prevad o serie de formule prin analizarea caracteristicilor turbinelor instalate. Este necesar să subliniem că nicio recomandare nu este comparabilă cu cea a fabricantului, și orice dezvoltator trebuie să se adreseze fabricantului de la începutul dezvoltării proiectului.

IV.7.2.1. Tipuri de configurare

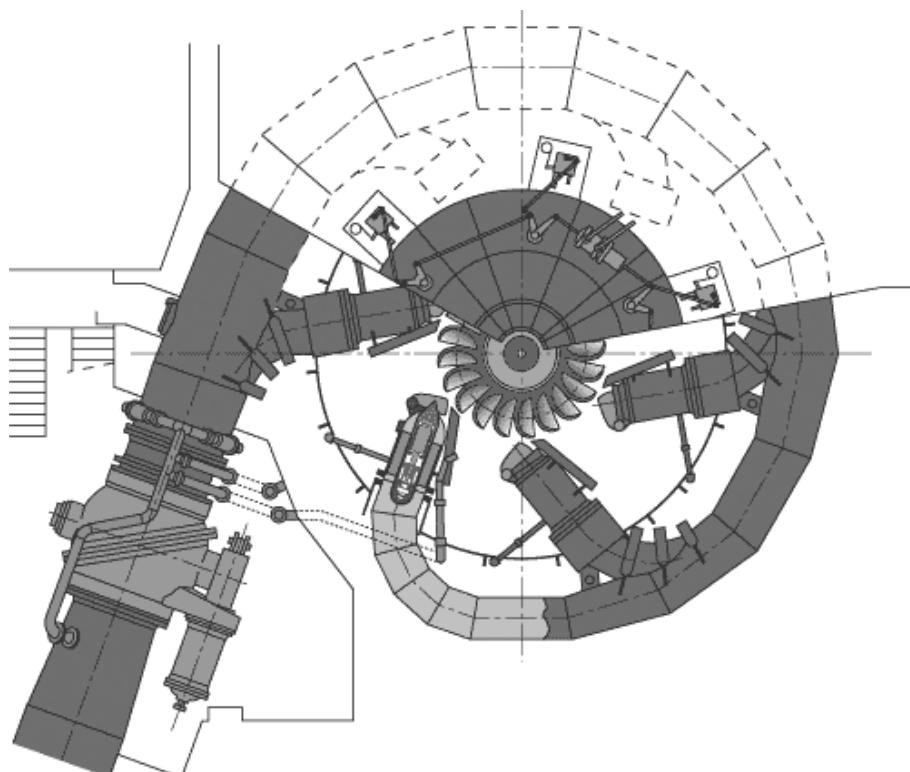
Energia potențială din apă este transformată în energie mecanică în turbina, de către unul sau două mecanisme fundamentale diferite:

- ▶ Presiunea apei poate aplica o forță pe suprafața paletei de rotor, care scade în timp ce trece prin turbina. Turbinele care operează în acest mod sunt numite turbine cu reactie. Carcasa turbinei, cu rotorul complet scufundat în apă, trebuie să fie suficient de puternică să reziste la presiunea de operare. Turbinele Francis și Kaplan aparțin acestei categorii.
- ▶ Presiunea apăi este transformată în energie cinetică înainte de a intra în rotor. Energia cinetică este sub formă unui jet de mare viteză care loveste cupele, montate la periferia rotorului. Turbinele care operează în acest mod sunt denumite turbine cu impuls. Cea mai uzuală turbină cu impuls este Pelton

IV.7.2.2. Turbine cu impuls

A. Turbinele Pelton

Turbinile Pelton sunt turbine cu impuls la care unul sau mai multe jeturi izbește o roata care are la periferie un mare număr de cupe. Fiecare jet eliberează apă printr-un injector care are o vana aciculară pentru a controla curgerile (figura 6.4). Sunt folosite numai pentru căderi mari de la 60 m până la mai mari de 1 000 m. Axele injectoarelor sunt în planul rotorului. În cazul unei opriri de urgență (ex. în cazul respingerii sarcinii), jetul poate fi deviat printr-un deflector astfel încât să nu izbeasca cupele și rotorul să nu poată atinge viteză de fuga. În acest mod vana aciculară poate fi închisă foarte lent, astfel încât suprapresiunea creată în rețeaua de conducte să fie menținută la un nivel acceptabil (max 1.15 presiune statică).



Ca orice energie cinetica care paraseste rotorul este pierdura, toate cupele sunt proiectate sa mentina vitezele de iesire la minim.

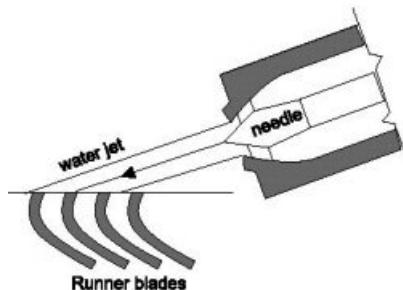
Turbinele Pelton cu unul sau doua jeturi pot avea axe orizontale si verticale. Numarul maxim de injectoare este 6 (neobisnuit in hidrocentralele mici).

Rotorul turbinei este cuplat, de obicei, direct la putul generatorului si va fi peste nivelul din aval.

Eficienta unei turbine Pelton este buna de la 30% la 100% din debitul maxim pentru turbina cu un jet si de la 10% la 100% pentru una multijet.

B. Turbinele Turgo

Turbina Turgo poate functiona sub o cadere care variaza de la 50-250 m. Ca si turbina Pelton, este o turbină cu impuls, desi cupele sale au forme diferite si jetul apei loveste planul rotorului la ununghi de 20°. Apa intra in rotor printr-o parte a discului rotorului siiese prin celalalt. Poate functiona intre 20% si 100% din debitul maxim proiectat.



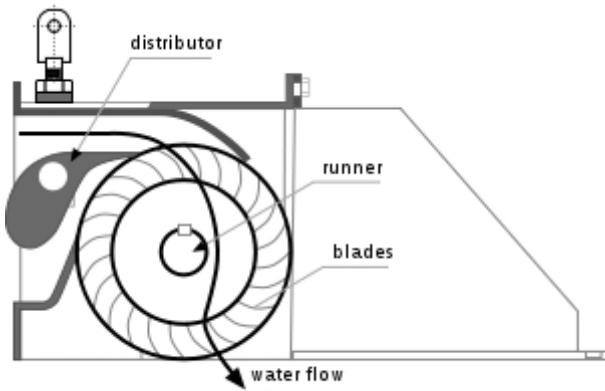
Eficienta este mai mica ca la turbinele Pelton si Francis. In comparatie cu Pelton, turbina Turgo are o viteza rotationala mai mare pentru aceeasi cadere si debit. Turbina Turgo poate fi o alternativa la turbina Francis atunci cand debitul difera puternic sau in cazul stavlarelor lungi, in timp ce deflectorul permite evitarea vitezei de fuga in cazul respingerii incarcaturii si rezultand lovitura de berbec care apare numai la turbina Francis.

C. Turbinele Cross-flow

Aceasta turbină cu impuls, denumita si Banki-Michell este folosita pentru o gama variata de caderi care le depasesc pe cele ale turbinelor Kaplan, Francis si Pelton. Poate opera cu caderi intre 5 si 200 m.

Apa intra in turbină, direct prin una sau mai multe pale localizate in amonte de rotor si il traverseaza in doi timpi inainte de a parasi turbină. Acest design simplu este ieftin si usor de reparat in cazul in care rotorul se rupe datorita presiunilor mecanice. Turbinele Cross-flow au o eficienta scazuta in comparatie cu alte turbine si trebuie luata in considerare pierderea importanta de cadere datorita distantei dintre rotor si nivelul din amonte atunci cand este vorba de caderi medii sau mici.

Mai mult, caderile mari ale rotoarelor cross-flow pot avea anumite probleme cu fiabilitatea datorita presiunii mecanice mari. Este o alternativa interesanta atunci cand exista suficiente apa, nevoi definite de energie si posibilitati de investitie scazute, cum ar fi programele de electrificare rurala.



IV.7.2.3. Turbinele cu reactie

A. Turbinele Francis

Turbinele Francis sunt turbine cu reactie, cu pale pe rotor fixe si palete culisante de ghidare reglabile, folosite pentru caderi medii. In aceasta turbina este intotdeauna radiala dar evacuarea este axiala. Fotografia 6.3 prezinta o turbina Francis cu axa orizontala. Aplicarea acestora pe teren este pentru caderi de la 25 la 350 m. Ca si in cazul turbinelor Peltons, turbinele pot avea axe verticale si orizontale, aceasta configuratie fiind comună pentru hidrocentralele mici.

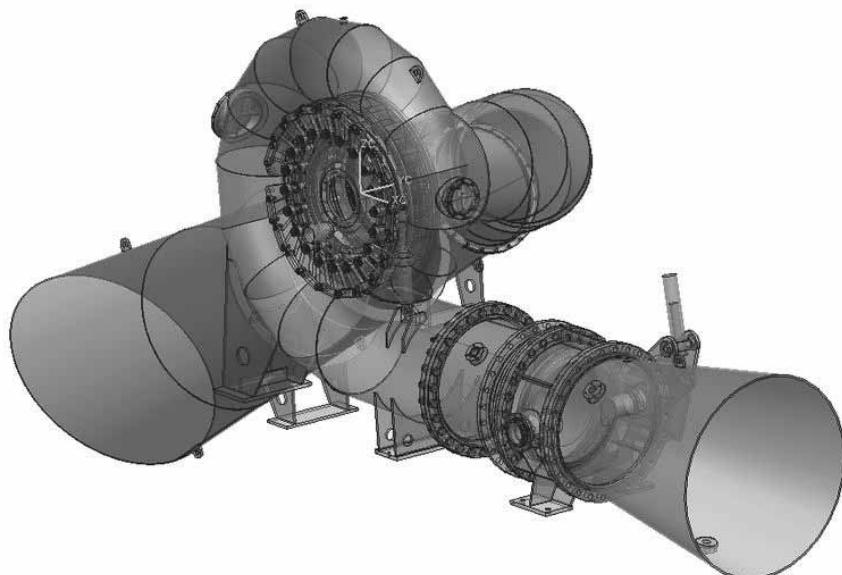
Turbinele Francis pot fi fixate pe un canal deschis sau atasate la un stavar. Au fost folosite pentru caderi mici si canale deschise, in zilele noastre turbina Kaplan asigura o solutie economica si tehnica mai buna in aceste centrale energetice.

Apa intra in turbina prin carcasa spirala care este proiectata sa pastreze viteza tangentiala constanta de-a lungul sectiunilor consecutive si sa o distribuie catre periferie catre distribuitor. Dupa cum se prezinta in figura 6.9, aceasta are o paleta culisanta de ghidare mobila, a carei functie este sa controleze debitul care intra in turbina si sa adapteze unghiul de intrare al curentului in unghiurile palelor rotorului. Ele se rotesc in jurul axelor lor prin mire de legatura atasate pe un inel mare care sincronizeaza miscarea palelor. Ele pot fi folosite pentru a inchide curgerea catre turbine in cazul situatiilor de urgență, desi folosirea lor nu exclude instalarea unui robinet fluture la intrarea in turbina. Rotorul transforma energia hidraulica in energie mecanica si o intoarce axial catre tubul de admisie.

Rotoarele hidro mici sunt fabricate de obicei din piese turnate din otel inoxidabil. Unii fabricanti folosesc cofrare in aluminiu bronz sau pale sudate care sunt cuplate, in general, la axul generatorului.

Tubul de admisie al turbinei cu reactie urmareste recuperarea energiei cinetice care inca ramane in apa care paraseste rotorul. Datorita faptului ca aceasta energie este proportionala cu patratul vitezei, unul dintre obiectivele tubului de

admisie este sa reduca viteza de evacuare din turbina. Un tub de admisie eficient ar avea o sectiune conica, dar unghiul nu poate fi prea mare, altfel ar avea loc separarea debitului. Unghiul optim este de 7° dar pentru a reduce lungimea tubului de admisie, si prin urmare costul, uneori unghiurile sunt crescute pana la 15° .



Cu cat caderea este mai mica cu atat este mai important tubul de admisie. Deoarece caderile mici implica intotdeauna o evacuare nominala mare, viteza apei care ramane in gura de iesire a rotorului este foarte importanta. Se poate intelege foarte usor ca pentru diametrul unui rotor fix, viteza va creste daca debitul creste.

B. Turbinele si elicele Kaplan

Turbinele si elicele Kaplan sunt turbine axiale cu reactie; in general folosite pentru caderi de la 2 ls 40 m. Turbina Kaplan are palele rotorului reglabile si pot avea sau nu palete culisabile de ghidare. Daca ambele pale si paletele culisabile de ghidare sunt reglabile este descrisa ca „dublu reglata”. Daca palele culisabile de ghidare sunt fixe atunci este „unic regulata”. Turbinele kaplan cu pale de rotor fixe se numesc turbine hidraulice elicoidale. Ele sunt folosite atat pentru debit si cadere constanta, ceea ce este o caracteristica care le face neobisnuite in amenajari hidroenergetice mici.

Dubla reglare permite, oricand, adaptarea cuplarii rotorului si a palelor culisante de ghidare culisabile la orice cadere sau variatie de curgere. Turbina este cea mai flexibila si permite o buna adaptare la fluxul disponibil variabil dar este mai putin flexibila in cazul unei variatii importante de cadere. Ele pot functiona intre 30% si 100% din curgerea maxim proiectata.

Turbina dublu reglata Kaplan este un utilaj vertical axial cu o carcasa spirala si o configurare de pale culisabile de ghidare radiala. Currentul intra in mod radial si face o intoarcere in unghi drept inainte de a intra in rotor intr-o directia axiala. Sistemul de control este proiectat astfel incat variatia unghiului palei este cuplata

la palele culisante de ghidare fixate pentru a obtine cea mai buna eficiență într-o gama variată de debite și caderi. Palele se pot învărti cu turbină în funcționare, prin conexiuni la axul vertical care aluneca în interiorul cavității turbinei axiale.

Unitatile tubulare sunt derivate de la turbinele Kaplan, cu generatorul care continut într-un bulb hidroizolat scufundat în curent. Figura 6.13 ilustrează o turbină la care generatorul (și transmisia, dacă este necesar), răcit prin aer presurizat, este depozitat în bulb. Numai cablurile electrice, protejate corespunzător, ies din bulb.

Turbinele Kaplan sunt cu siguranta utilajele care permit cel mai mare număr de configurații. Selectia este critică, în special, în cazul amenajărilor cu cădere mică unde, pentru a fi profitabile, trebuie manevrate debite mari. Atunci când se studiază amenajări cu cădere între 2 și 5 m, la un curent între 10 și 100 m^3/sec , sunt necesare rotoarele cu 1.6 - 3.2 m, cuplate printr-un multiplicator de viteza la un generator. Conductele hidraulice în general și în special prizele de apă sunt mari și necesită lucrări civile elaborate la un cost care depășește costul echipamentului electromecanic.

Pentru a reduce costul general (lucrări civile plus echipament) și mai precis costul lucrarilor civile, mai multe configurații concepute în ziua de azi sunt considerate clasice.

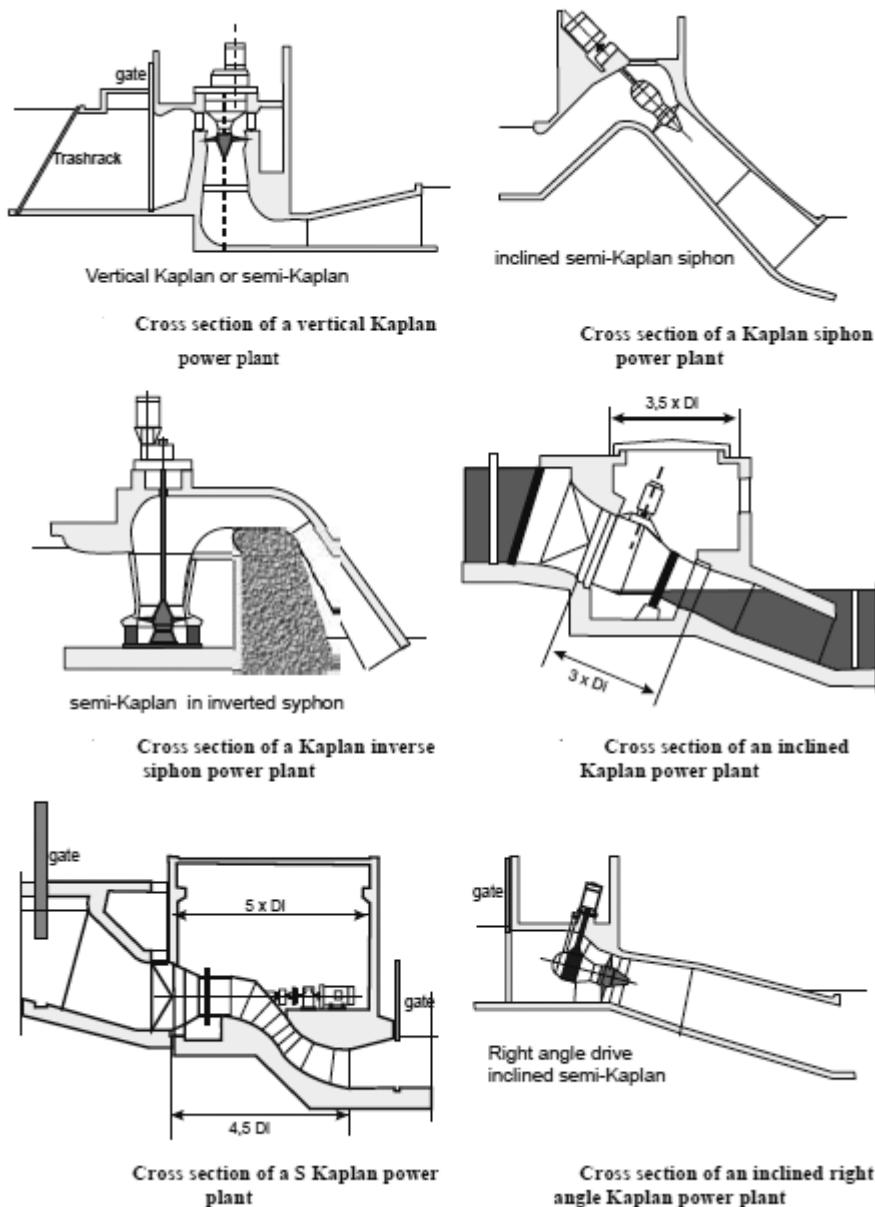
Configuratie	Flux	Sistem de inchidere	Multiplicator de viteza
Verticala Kaplan	Radial	Clapeta glisanta	Paralela
Sifon vertical semi-Kaplan	Radial	Sifon	Paralela
Sifon invers semi-Kaplan	Radial	Sifon	Paralela
Sifon inclinat semi-Kaplan	Axial	Sifon	Paralela
Kaplan S	Axial	Clapeta glisanta	Paralela
Unghi inclinat drept Kaplan	Axial	Clapeta glisanta	Conica
Kaplan în eroziune	Axial	Clapeta glisanta	Paralela

Sifoanele sunt fiabile, economice și previn viteza de fuga a turbinei, cu toate acestea ele sunt zgombatoase dacă nu sunt luate măsuri de protecție pentru a izola pompă de aspirație și valvele în timpul operațiunilor de oprire pornire. Chiar dacă nu este cerută pentru funcționarea normală, este puternic recomandată evitarea pornirii neintentionată a turbinei datorită unei variații puternice a nivelelor în amonte și în aval. În cazul unei astfel de probleme, turbină va atinge viteze mari și operatorul nu va avea mijloacele pentru a o opri. O soluție la aceasta problema este folosirea portii segment a barajelor.

Centralele energetice subterane sunt cele mai bune pentru reducerea impactului sonic și vizual, dar viabile numai cu un S, o unitate de unghi drept sau o configurație a cavității.

Multiplicatorul de viteza permite utilizarea unui generator standard de obi-

cei la 750 sau 1 000 rpm, care este fiabil, compact si ieftin. Configurarea S devine foarte populara, cu toate acestea un dezavantaj este acela ca axa turbinei trebuie sa traverseze fie intrarea sau conducta de evacuare cu consecinte de pierdere de cadere. Este utilizata in special pentru caderi medii si/sau amenajari hidroenergetice cu stavar.



Configurarea cavitatii are avantajul unui acces usor la toate componentele echipamentului, in special cuplarea turbinei si a multiplicatorului de viteza, multiplicatorul de viteza insusi si generatorul, ceea ce faciliteaza inspectia intretinerea si repararea. Aceasta configurare este populara pentru caderi mici si deversari mari care permit rotorului un diametru mai mare de 2 m.

Pentru aceleasi motive ca si la turbinele Francis, turbinele Kaplans trebuie sa aiba un tub de admisie. Datorita caderilor mici, energia cinetica este foarte importanta si calitatea acestei parti a turbinei nu trebuie neglijata.

IV.7.3. Generatoarele

Generatoarele transforma energia mecanica in energie electrica. Desi majoritatea sistemelor electrice timpurii au fost varietatea directa de curent care sa se potriveasca sistemelor electrice comerciale timpurii, in zilele noastre numai generatoarele de curent alternativ trifazic sunt folosite in practica normala. In functie de caracteristicile retelei furnizate, producatorul poate alege intre:

- ▶ **Generatoare sincrone:** acestea sunt echipate cu un sistem permanent de excitare magnet sau cu DC electric (rotativ sau static) asociat cu un regulator de tensiune pentru a controla tensiunea de iesire inainte ca generatorul sa fie conectat la retea. Ele furnizeaza energia reactiva ceruta de sistemul energetic atunci cand generatorul este conectat la retea. Generatoarele sincrone pot functiona izolat de retea si pot produce energie deoarece excitarea nu este dependenta de retea
- ▶ **Generatoarele asincrone:** acestea sunt simple motoare asincrone infasurate in scurtcircuit fara posibilitatea de reglare a tensiunii si functionarea la o viteza direct relationata cu frecventa sistemului. Ele isi atrag curentul de excitatie de la retea, absorbind energia reactiva prin propriul magnetism. Adaugarea unei baterii de condensatoare poate compensa pentru energia reactiva absorbita. Ele nu pot genera atunci cand sunt deconectate de la retea deoarece sunt incapabile sa isi furnizeze propriul curent de excitare. Cu toate acestea, ele sunt folosite in aplicatii independente ca o solutie ieftina atunci cand cantitatea necesara de electricitate nu este foarte mare.

Sub 1 MW, generatoarele sincrone sunt mult mai scumpe decat cele asincrone si sunt folosite in sisteme de energie in care capacitatea generatorului reprezinta o proportie substantiala a incarcaturii sistemului de energie. Generatoarele asincrone sunt mai ieftine si sunt folosite in retele stabile unde capacitatea lor este o proportie nesemnificativa a incarcaturii sistemului de energie. Eficienta ar trebui sa fie de 95 % pentru un utilaj de 100 kW si poate creste la o 97% spre o cantitate de energie de 1MW. Eficacitatile generatoarelor sincrone sunt usor mai mari. In general, atunci cand energia depaseste anumite MVA este instalat un generator sincron.

Recent, sisteme cu viteza variabila si frecventa constanta (VSG), in care viteza turbinei este permisa sa fluctueze, in timp ce tensiunea si frecventa sunt mentinute constante si nedistorsionate, au devenit disponibile. Convertorul de frecventa, care este folosit pentru a conecta generatorul printre-o conexiune DC la retea se poate chiar „sincroniza” cu reteaua inainte ca generatorul sa inceapa sa se roteasca. Aceasta abordare este adesea propusa ca masura de imbunatatire a performantelor si reducerea costului. Cu toate acestea nu se poate fi realizata nicio reducere de cost prin folosirea turbinelor hidraulice elicoidale, daca regulatorul rotorului este numai inlocuit. Este posibil, de asemenea, imbunatatirea productiei in comparatie cu turbina Kaplan cu dubla reglare. Exista totusi o serie de cazuri in care viteza variabila a operarii este o solutie adevarata, ex. atunci cand caderile variaza semnificativ.

Tensiunea de operare a generatorului creste cu energia. Tensiunile standard de 400 V sau 690 V permit utilizarea transformatoarelor de distribuire standard ca transformatoare de iesire si utilizarea curentului generat pentru a alimenta sistemul de energie al centralei. Generatoarele de cativa MVA sunt proiectate, de obicei pentru tensiuni mai mari de operare pana la cativa kV si conectate la retea folosind un transformator personalizat. In acest caz este necesar un transformator independent HT/LT pentru furnizarea de energie auxiliara pentru energia centralei.

IV.7.4. Controlul turbinei

Turbinele sunt proiectate pentru o anumita cadere si evacuare neta. Orice deviere de la acesti parametri trebuie compensata prin deschiderea sau inchiderea dispozitivelor de control cum ar fi portile vana, vanele, pentru a mentine fie energia de iesire, nivelul suprafetei apei la gura de admisie, sau evacuarea constanta a turbinei. In amenajarile conectate la o retea izolata, parametrul care trebuie controlat este cel al vitezei turbinei, care controleaza frecventa.

Intr-un sistem in afara retelei, daca generatorul este suprasolicitat turbina incetineste si prin urmare este necesar un flux de apa pentru a se asigura ca turbină nu se blocheaza. In cazul in care nu exista suficienta apa pentru acest lucru fie o parte din incarcatura trebuie eliminata sau turbină va trebui sa se inchida. In schimb daca incarcatura scade atunci fluxul turbinei este scazut sau poate fi mentinut constant si extra-energia este varsata intr-o sarcina electrica constanta conectata la terminalele generatorului.

In prima abordare, reglarea vitezei (frecventei) este normal indeplinita prin controlul fluxului; de indata ce o deschidere a portii este calculata, actuatorul ofera instruirea necesara catre servomotor, care duce la o prelungire sau retragere a tijei. Pentru a se asigura ca tija atinge pozitia calculata, se prevede autocontrolul actuatorului electroni. Aceste dispozitive sunt numite „regulatoare de viteza”.

In a doua abordare se presupune ca, la incarcatura maxima, flux si cadere constanta, va functional la viteza proiectata, astfel mentinand intreaga incarcatura de la generator; acesta va functiona la viteza constanta. Daca incarcatura scade turbină va tinde sa isi creasca viteza. Un senzor electronic, care masoara frecventa, detecteaza devierea si un guvernator de sarcina electric ieftin si fiabil, comuta pe rezistenta pre-setata si mentine astfel precizia frecventei sistemului.

Regulatoarele care urmeaza prima abordare nu au limita de energie. Regulatoarele Electrice de Sarcina, care functioneaza in conformitate cu a doua abordare rareori depasesc capacitatea de 100 kW.

IV.7.4.1. Regulatoare de viteza

Un regulator este o combinatie de dispozitive si mecanisme, care detecteaza devierea vitezei si o transforma intr-o schimbare in pozitia servomotorului. Un element de sesizare a vitezei detecteaza devierea de la punctul stabilit; acest semnal

de deviere este transformat si amplificat pentru a excita dispozitivul de actionare, hidraulic sau electric, care controleaza debitul de apa in turbina. La turbina Francis, unde exista o reducere in debitul apei trebuie rotite portile vana. Pentru asta, este necesar un regulator de energie pentru a depasi fortele hidraulice si frictionale si pentru a mentine portile vana intr-o pozitie partial inchisa sau sa le inchida complet.

Mai multe tipuri de regulatori sunt disponibile variind de la cele de moda veche pur mecanici la cei mecanici-hidraulici la electrici-hidraulici si mecanici-elettrici. Regulatorul pur mecanic este folosit la turbine destul de mici, deoarece valva de control a acestuia este usor de folosit si nu necesita un efort mare. Regulatorii folosesc mecanism de masa centrifug actionat de axul turbinei. Iesirea de la acest dispozitiv- axa centrifuga scade sau creste in conformitate cu viteza turbinei- actioneaza direct valva localizata la intrarea in turbina.

IV.7.5. Echipament de aparataj electric de conexiuni

In multe tari reglementarile furnizarii cu electricitate creaza o obligatie legala asupra utilitatilor electrice pentru a mentine siguranta si calitatea furnizarii cu electricitate in limitele definite. Producatorul independent trebuie sa opereze centrala sa in asa fel incat utilitatea sa fie capabila sa isi indeplineasca obligatiile. Prin urmare diferite dispozitive electrice asociate sunt necesare in interiorul centralei energetice pentru siguranta si protectia echipamentului.

Aparatajul trebuie instalat pentru a controla generatoarele si pentru a le integra in retea sau in incarcatura izolata. Trebuie sa furnizeze protectie pentru generatoare, transformatorul principal si transformatorul pentru servicii interne. Intrerupatorul generatorului este folosit pentru a conecta si deconecta generatorul de la reteaua de energie. Atat transformatoarele de forta (PT) cat si transformatoarele cu curent (CT) sunt folosite pentru a transforma tensiuni inalte si curenti la niveluri mai manevrabile pentru masurare. Echipamentul de controlul al generatorului este folosit pentru a controla tensiunea generatorului, factorul de energie si intrerupatoarele.

Protectia generatoarelor asincrone trebuie sa includa, printre alte dispozitive: releu curent de intoarcere care sa ofere protectie impotriva puterii excesive; relee de curent differential impotriva greselilor interne la bobina generatorului statornic; releu de curent de fuga care sa asigure sistemul de recuperare ca si protectia generatorului curent de fuga, etc. Protectia generatorului de energie include relee de supra-curent instantanee si un releu de supra-curent sincronicat pentru a proteja transformatorul principal atunci cand se detecteaza o defectiune la sistem sau apare o defectiune interna la transformatorul de energie principal.

Producatorul independent este responsabil pentru lucrările de impamantare la instalatia sa. acestea trebuie proiectate in acord cu utilitatile publice. Lucrarea de impamantare va fi dependenta de un numar de unitati in uz si de modul de functionare si operare a sistemului producatorului.

Echipamentul de masurare trebuie instalat la punctul de furnizare pentru a înregistra masuratorile în conformitate cu cerințele de furnizare a energiei electrice.

In partea cu tensiune înaltă există un intrerupator și un comutator de linie discontinuu - combinat cu un comutator cu legătură la pamant - pentru a deconecta unitatea de generare și transformatorul principal de la linia de transmisie. Masuratorile sunt realizate prin P.T și C.T. coresunzator. Un intrerupator de generator este inclus ca o extra protecție pentru unitatea de generare. Un transformator asigură energia pentru operarea portilor gurii de admisie, a valvelor de închidere, servomotoarelor, compresoarelor cu ulei etc. în serviciul centralei.

Este de așteptat o complexitate mai mare în stațiile multiuz unde flexibilitatea și continuitatea serviciilor sunt importante.

IV.7.6. Control automat

Amenajările hidro mici sunt în mod normal nesupravegheate și operate printr-un sistem de control automat. Deoarece nu toate centralele energetice sunt la fel, este aproape imposibil să se determine extinderea automatizării care trebuie inclusă într-un sistem dat, dar anumite cerințe au o aplicare generală:

Sistemul trebuie să includă releele și dispozitivele necesare pentru detectarea disfuncționalității de natură serioasă și după aceea să actioneze prin aducerea unității sau a întregii centrale la o condiție de de-energizare sigură

Date operaționale relevante despre centrala trebuie colectate facute disponibile imediat pentru luarea de decizii de operare și stocare în baza de date pentru evaluarea viitoare a performanței centralei

Un sistem de control inteligent trebuie inclus pentru a permite operarea integrală a centralei într-un mediu nesupravegheat

Trebuie să fie posibil să se acceseze sistemul de control de la o locație îndepărtată și să se supraregleze orice decizii automate

Sistemul trebuie să fie capabil să comunice către unități similare, în amonte și în aval, în scopul optimizării procedurilor de operare

Anticiparea defectiunii constituie un accesoriu al sistemului de control. Utilizând un sistem expert, alimentat cu date operaționale de bază, este posibil să se anticipateze defectiunile înainte ca ele să apară și să se ia decizii de corectare astfel încât defectiunea să nu aibă loc.

Sistemul trebuie să fie configurat pe module, un modul de conversie analog-digital pentru masurarea nivelului apei, poziția portii vana, unghiurile palelor, temperaturile energiei de ieșire instantanee, etc. un modul de conversie digital-analog să actioneze valvele hidraulice, aparatul înregistrător cu banda, etc. un modul de masurare pentru a măsura pulsurile kWh, pluvimetro, etc. și un modul „inteligent” telemetru care să asigure interfața pentru comunicările în afara amplasamentului, via linii de telefon dial-up, conectare radio sau alte tehnologii de

comunicatii. Acest sistem modular este corespunzator pentru diferite cerinte intalnute la controlul hidroenergetic, si permite standardizarea sistemelor hardware si software. Reducerea costului se poate realiza prin utilizarea unui sistem standard si software-ul modular permite intretinerea usoara.

Sistemele de control automat pot reduce, in mod semnificativ costul de producție al energiei prin reducerea intretinerii si cresterea fiabilitatii, in timpul functionarii turbinele sunt mult mai eficiente si produc mai multa energie din apa disponibila.

Odata cu dezvoltarea imensa a computerelor de birou, preturile acestora sunt acum foarte scazute. Multi producatori furnizeaza sisteme de achizitie date standardizate. Echipamentele periferice ieftine si noi sunt "controlorii"- care ajuta la monitorizarea si inlocuirea echipamentului de control in caz de defectiune este sunt disponibili si usor de integrat la preturi mici. Tehnici de programare grafica imbunatatita asista desfasurarea de software usor de folosit cu interfete grafice de utilizator. Datorita dezvoltarii rapide a tehnologijilor digitale, diferențele intre platformele hardware cum ar fi PLC-urile, micro-controlorii si industrial PC-urile, dispar pentru operator.

IV.7.7. Echipament electric auxiliar

IV.7.7.1. Transformator pentru servicii interne

Consumul de electricitate incluzand iluminatul si auxiliare ale centralei mecanice pot necesita de la 1 la 3% din capacitatea centralei, procentul mai mare fiind aplicabil la microhidrocentrale (mai mici de 500 kW). Transformatorul de pentru servicii interne poate fi proiectat pentru a lua in considerare aceste sarcini intermitente. Daca este posibil, doua furnizari alternative, cu comutare automata, ar trebui sa se foloseasca pentru a asigura serviciul in centrala nesupravegheata.

IV.7.7.2. Control al furnizarii de energie DC

In general se recomanda ca centralele controlate de la distanta sa fie echipate cu furnizare de energie de urgență de 24 V DC de la o baterie pentru a permite controlul centralei pentru inchidere după o defectiune la rețea si comunicarea cu sistemul in orice moment. Capacitatea de un amper pe ora trebuie sa, in caz de pierdere sau schimb de curent, asigure control complet pentru perioada necesara pentru actiunea de corectare.

IV.7.7.3. Inregistrari brief amonte si brief aval

Intr-o hidrocentrala, trebuie prevazute dispozitii pentru inregistrarea atat a biefului amonte cat si cea a biefului aval. Cel mai simplu mod este sa se fixeze, in mod sigur in curent, un panou marcat cu metri si centimetri in stilul unei mire

cu nivelul, oricum cineva trebuie sa observe si sa inregistreze fizic masuratorile. In cazul centralelor energetice prevazute cu control automat cea mai buna solutie este utilizarea convertorilor conectati la calculator prin echipamentul de achizitionare a datelor

In zilele noastre unitatile de masurare-un senzor- inregistraza variabila de masurare si o transforma in semnal care este transmis catre unitatea de procesare. Senzorul de masurarea trebuie sa fie intotdeauna instalat la locul masurarii, acolo unde nivelul trebuie sa fie masurat. - De obicei supus conditiilor dure si accesului dificil- intrucat unitatea de procesare este de obicei separata si amplasata intr-un mediu bine protejat usor accesibil pentru operare si serviciu.

Exista o gama larga de senzori fiecare folosind o varietate de principii de masurare. Trebuie sa se realizeze ca punctul nivelului de masurare trebuie sa fie selectat cu atentie pentru a reprezenta intregul bief amonte in conformitate cu principiul Bernoulli, o schimbare a vitezei curentului cauzeaza o schimbare in presiunea dinamica si in consecinta in nivelul aparent al apei dupa cum este masurat de senzorul de presiune. Daca masurarea amplasamentului este localizata in structurile de intrare si iesire, acolo unde pot aparea viteze de curent ridicate, masurarea va da rezultate false. Senzorul de nivel poate transmite semnalul prin utilizarea metodei hidrostatische (figura 6.36 a) sau metoda pneumatica (bule) (figura 6.36 b). In cazul primei metode trebuie avuta grija pentru ca toate tuburile pentru transmisia presiunii sa fie dimensionate si plasate astfel incat sa nu fie blocate si sa nu se permita acumularea de aer. In cazul celei de-a doua metoda, orificiul senzorului este localizat mai jos decat nivelul corespunzator la inceperea masurarii, si apa nu poate penetra si nu se poate aduna in linii. In solutia prezentata in figura 6.36 a), materialul plutitor poate deteriora instrumentul. Cea mai buna solutie este asamblarea ascunsa a partilor in perete dupa cum se arata in figura 6.36 b) si c).

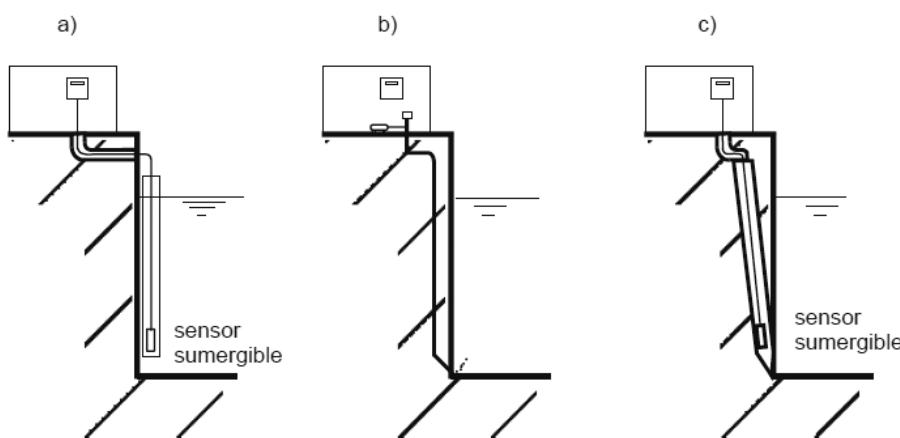


Fig. 6.36

IV.7.7.4. Statie electrica de exterior

Aşa numitul sistem apa-cablu de obicei statia electrica de exterior. Un intre-rupator trebuie să separe centrala inclusiv transformatorul de multiplicare de la retea in caz de defectiuni la centrala energetica. Masurarile PT si CT pentru for kWh si kW sunt montate, de obicei, la statia electrica de exterior, la legatura din-

tre conductorii de iesire si linia de deconectare cu reteaua. In zone cu sensibilitate de mediu ridicata centrala electrica de exterior este inclusa in centrale energetica, si cablurile de transmisie trec de-a lungul stavarilor. Paratraznetele pentru protectie impotriva socurilor de tensiune pe linie sau a fulgerelor in reteaua din apropiere sunt montate in structura statiei electrice de exterior.

Capitolul V

Impactul asupra mediului in construirea centralelor hidroelectrice

V.1. Acord

„A TREIA CONFERINTA A PARTILOR LA CONVENTIA-CADRU A STATELOR UNITE ASUPRA SCHIMBARILOR CLIMATICE ” a avut loc la Kyoto in Decembrie 1997. Aceasta a fost a doua initiativa dupa istorica Conferinta de la Rio asupra Mediului si Dezvoltarii in Iunie 1992. Chiar mai devreme, Uniunea Europeană a recunoscut nevoiea urgentă de a aborda problema schimbarilor climatice. “Cartea alba pentru o strategie și un plan de acțiune comunitar intitulat: “Energie pentru viitor: surse regenerabile de energie” a fost ulterior elaborat oferind un important pas înainte.

In cele din urma, “ Directiva /77/EC a Parlamentului European și a consiliului din 27 septembrie 2001 asupra promovării energiei produsa din surse de energie regenerabile pe piata interna de electricitate” stabileste obiective comunitare clare. A fost declarat obiectivul orientativ global de 12% RE din consumul brut de energie casnica pana in 2010. Pentru a atinge acest obiectiv ambitios toate Statelor Membre li s-a cerut sa stabileasca o serie de obiective nationale orientative pentru consumul de electricitate produc din surse regenerabile.

Un studiu strategic pentru dezvoltarea Microhidrocentralelor in Uniunea Europeană: “Varsta albastra pentru o Europa Verde” a fost finalizat in 2002 si ofera un studiu interesant despre potentialul Microhidrocentralelor prin diferite abordari. Tarile Uniunii Europene estimeaza, in cadrul constrangerilor de mediu si economice, o crestere a capacitatii de 1111 MW prin actualizarea centralelor existente (productie anuala de 4518 GWh) si o crestere in capacitate a 4828 MW prin realizarea noilor microhidrocentrale (productie anuala de 19645 GWh).

Potentialul tehnic cu doar constrangerile de ordin tehnic ar reprezenta o dublare a cifrelor mentionate mai sus: 2080 MW (8100 GWh/an) prin actualizare centralelor existente si 9615 (38058 GWh/y) prin noi centrale ar putea fi atins teoretic. Realizarea obiectivului „teoretic” objective (46158 GWh/an) va implica o reducere anuala de 20 de milioane de tone de emisii de CO₂ pe baza unei valori

prudentiale (centrale pe baza de gaz) de 0.43 kgCO₂/kWh.

Cu toate acestea, in tendintele actuale obiectivul de mai sus nu va fi atins atat timp cat procedurile administrative de autorizare a utilizarii apei nu sunt accelerate. Sute, daca nu mii, de cereri de autorizare sunt in asteptarea aprobarii, intarzierea fiind cauzata in principal de conflictul perceput cu mediul. Anumite agentii de mediu par sa justifice sau cel putin sa scuze- aceasta blocada pe motive legate de capacitate redusa a centralelor mici. Pare sa se fi uitat ca, prin definitie, energiile regenerabile sunt descentralizate si ca in prezent numai microhidrocentralele si turbinele eoliene pot contribui semnificativ la productia de electricitate din surse regenerabile.

In acelasi timp, desi ar trebui sa fie acceptat faptul ca productia de energie electrica in microhidrocentrale nu produce dioxid de carbon sau poluanti lichizi, faptul este ca datorita plasarii lor in zone sensibile cu impacte locale nu sunt in totdeauna neglijate. Avantajele semnificative globale ale microhidrocentralelor nu trebuie sa impiedice identificarea sarcinilor si impactul la nivel local si luarea de masuri de atenuare necesare. Centralele termice mari datorita relevantei lor economice si de scara, sunt autorizate la niveluri administrative foarte ridicate si in anumite cazuri, impactul lor nu poate fi diminuat in prezent. O amenajare hidroenergetica care produce efecte care pot fi reduse, se ia in considerare la niveluri administrative mici, acolo unde influenta grupurilor de presiune- asociatii de pescuit, ecologisti, etc.- este mai mare.

Nu este dificil sa se identifice impactul, dar deciderea masurilor care trebuie luate nu este usoara, deoarece acestea sunt dictate, de obicei, de argumente subiective. Prin urmare, este recomandabil sa se stabileasca un dialog permanent pe baza proiectului de mediu, furnizarea de reguli care vor ajuta proiectantul in scopul propunerii de masuri de atenuare care pot fi usor convenite cu autoritatile de autorizare.

Recent, punerea in aplicare a Directivei Cadru privind ala va introduce cerinte suplimentare din punct de vedere ecologic. Nu exista indoiala ca indeplinirea obiectivelor ecologice cum ar fi construirea sistemelor de trecere a pestilor sau reducerea debitului de apa din curentul de rezerva crescut are implicatii semnificative asupra costului si reduce viabilitatea microhidrocentralelor. Atingerea obiectivelor de mediu nu depinde de rezistenta ideologica a dezvoltatorului am- plasamentului ci de restructiile sale economice. In realitate „problema de mediu” are origini economice.

V.2. Impactul in timpul fazei de constructie

Amenajarile de tip deviere, rezervorul multifunctional, inserat pe canalul de irigare sau construit intr-un sistem de furnizare a apei produc un impact diferit una fata de alta, atat din punct de vedere cantitativ cat si calitativ. O amenajare care foloseste un baraj multifunctional nu are practic niciun impact nefavorabil, de indata ce se intlege ca atunci cand barajul a fost construit au fost incorporate

masuri necesare de atenuare. Chiar si locatia centralei energetice va fi la baza si nu va altera sistemul ecologic.

Amenajările integrate pe un canal de irigare sau într-un sistem de furnizare a apei prin conducte nu va avea un nou impact în plus față de cel generat atunci când sistemul de conducte și canalul au fost asupra elaborate. Pe de altă parte, amenajările de deviere prezintă aspecte speciale care trebuie să fie analizate.

V.2.1. Rezervoarele

Impactul generat de construirea unui baraj și crearea unui rezervor adiacent include, în plus față de pierderea de teren, construirea și deschiderea la construirea de drumuri, platforme de lucru, dinamitare și chiar în funcție de marimea barajului - fabrici de fabricare a betonului alt impact care nu trebuie neglijat este efectul de bariera și alterarea de debit consecintă a reglării raului care nu exista înainte. Trebuie să se sublinieze că rezervoarele nu sunt de fapt tipice pentru microhidrocentrale. Majoritatea microhidrocentrelor aparține tipului de curgere fără lucrări de construcții majore ca în cazul barajelor.

Oricum, impactul generat de construirea barajului nu difera de cel induș de elaborarea oricărei infrastructuri la scară largă, ale cărui efecte și măsuri de atenuare sunt bine cunoscute.

V.2.2. Priza de apă, canale deschise, stăvilarie, canale de evacuare

Efectele generate de construirea acestor structuri sunt bine cunoscute și au fost descrise în Tabelul 1, ex. zgomotul afectează viața animalelor, pericol de eroziune datorat pierderii de vegetație prin lucrările de excavare, turbitațea apei și depunerea de sediment în aval, etc. Pentru a reduce aceste efecte este recomandat ca lucrările de excavare să fie efectuate în timpul anotimpului cu puține precipitații și terenul deranjat, refacut cât mai curând posibil. În orice caz aceste efecte sunt întotdeauna trecătoare și nu constituie un obstacol serios pentru procedura de autorizare administrativă.

Având în vedere rolul său împotriva eroziunii riverane este înțelept să se restaureze și să se consolideze vegetația de pe mal care ar fi putut fi distrusă în timpul construirii structurilor hidraulice. Trebuie să se observe că terenul trebuie repopulat cu specii indigene, cel mai bine adaptate la condițiile locale.

Studiul de evaluare a impactului trebuie să ia în considerare efectele de disperșare a materialului excavat în curent și consecințele nefavorabile ale muncitorilor constructori care locuiesc într-o zonă nepopulată în timpul perioadei de construcție. Acest impact, care poate fi negativ dacă amenajarea este localizată într-un parc natural, ar fi pozitiv într-o zonă insensibila prin creșterea nivelului sau de activitate. Emisiile de la vehicule, praful de excavare, nivelul ridicat de zgomot, și alte sarcini minore contribuie la deteriorarea mediului atunci când amenajările

sunt localizate in zone sensibile. Pentru a reduce efectele de mai sus operatiunile de trafic trebuie sa fie planificate cu atentie pentru a elimina miscarile inutile si pentru a mentine traficul la minim.

Pe partea pozitiva, trebuie sa se observe ca sporirea nivelului de activitate in zona, prin utilizarea fortele de munca si a subcontractorilor locali mici in timpul fazei de constructie este binevenita.

V.3. Impactul rezultat din constructie

V.3.1. *Impactul sonic*

Nivelul admis de zgomot depinde de populatia locala sau de casele izolate din apropierea centralei energetice. Zgomotul provine in principal de la turbine si, atunci cand sunt folositi, de la multiplicatorii de viteza. In zilele noastre zgomotul in interiorul centralelor energetice poate fi redus, daca este necesar, la niveluri de 70 dBA, aproape de neperceput din afara.

In ceea ce priveste impactul sonic, centrala energetica Fiskeby din Norrköping, Suedia este un exemplu de urmat. Proprietarul amenajarii a dorit un nivel sonor intern maxim de 80 dBA in interiorul centralei energetice la capacitate de functionare maxima. Nivelul sonor extern maxim permis, noaptea, a fost stabilit la 40 dBA in vecinatatea unor case localizate la aproximativ 100 metres indepartate.

Pentru a atinge aceste niveluri de zgomot s-a decis ca toate componentele-turbinele, multiplicatorii de zgomot si generatoarele asincrone - au fost aduse intr-un singur pachet de la un furnizor bine-cunoscut. Contractul de achizitie a specificat nivelul de zgomot care urmeaza sa fie atins la capacitate de functionare maxima lasand masurile necesare sa indeplineasca cerintele fabricantului. Furnizorul a adoptat urmatoarele masuri; huse de izolare fonica deasupra carcasei turbinei; racirea cu apa in loc de racirea cu aer a generatorului si un design atent al componentelor auxiliare. Ca si izolarea termica obisnuita, cladirea a fost prevazuta cu izolare acustica. In consecinta, nivelul zgomotului atins variaza intre 66 dBA si 74 dBA, cu 20 dBA mai putin decat media centralelor energetice suedeze. Avand un singur furnizor, a fost eliminata problema responsabilitatii.

Reducerea nivelului sonor extern a fost obtinuta prin utilizarea izolarii importanta vibratiilor pentru peretii si tavanul centralei energetice. Principiul pentru reducerea sistemului vibratiilor a fost sa se lase placa de baza, pilonii si deschiderea din beton pentru podul rulant sa fie excitati de vibratia de la unitatile de turbină. Celelalte parti ale cladirii cum ar fi grinziile din beton de sustinere a tavanului si elementele prefabricate din beton din pereti sa fie sustinute de elemente speciale din cauciuc proiectate cu constante de elasticitate care sa ofere o reducere maxima de zgomot. Pentru grinziile de planseu au fost alese compozite speciale (TrelleborgNovimbra SA W300). O alegere similara a fost alegerea componentelor prefabricate pentru pereti. Odata construita, emisia de zgomot de la centrala

energetica ar putea fi detectat de la alte surse de zgomot cum ar fi de la trafic, sunetul apei in curent, etc. la cea mai apropiata cladire.

Centrala energetica subterana din Cavaticcio4, localizata la aproximativ 200 m de Piazza Maggiore, centrul istoric al orasului Bologna, are merite in acest sens. Un studiu de impact acustic efectuat pe amenajarea italiana a aratat un nivel mediu intern de aproximativ 85 dBA. Nivelul de zgomot in apropierea caselor de langa centrala energetica a fost de 69 dBA ziua si de 50 dBA noaptea. Reglementarile in vigoare solicita ca aceste valori sa nu mai creasca cu mai mult de 5 dBA in timpul zile si 3 dBA in timpul noptii. Masurile luate pentru a indeplini aceste cerinte au fost similare cu cele luate in cazul Fiskeby:

- ▶ Izolarea salii masinilor, cea mai zgomotoasa incaperie, din incaperile adiacente prin dublarea peretilor cu diferita masa, cu un strat de vata de sticla intre.
- ▶ Usi izolate fonic.
- ▶ Podele plutind pe covoare de vata de sticla de 15 mm grosime.
- ▶ Tava fals cu caracteristici de izolare fonica
- ▶ Chepenguri grele la parter, dotate cu izolator acustic si garnituri de izolare cu neopren
- ▶ Imbinari cu amortizare a vibratilor intre ventilatoare si conducte de ventilatie
- ▶ Conducte de viteza minima de aer (4 m/sec)
- ▶ Doua amortizoare in partea de sus si din spate a instalatiei de ventilatie
- ▶ Cosuri de intrare si iesire echipate cu inchizatoare pentru zgomot
- ▶ Conducte de aer cu material in straturi (beton, vata de sticla, caramizi perforate si ipsos)
- ▶ Componente totative turbină echilibrate dinamic
- ▶ Generator sincron cu racire cu apa fara perii
- ▶ Echipamente de precizie fabricate pentru multiplicatorul de viteza
- ▶ Carcasa turbină si multiplicator de viteza puternic intarite pentru a evita rezonanta si vibratiile.
- ▶ Ancorarea turbinăi cu beton anti-strangere pentru a asigura conditia monolitica intre unitatea hidro si blocul fundatiei
- ▶ Balastarea turbinăi cu mase mari de beton pentru a reduce la minim amplitudinea vibratiilor.

Ventilatia subterana are trei scopuri principale: dezumificarea camerelor pentru a asigura o corecta functionare si intretinere a echipamentului, furnizarea de aer curat pentru muncitori si eliminarea caldurii generata de diferitele componente ale instalatiei. Chiar si cu un volum mare de circulare a aerului, estimat la 7000 m³/ora, viteza aerului in conductele de aer nu depaseste 4 m/sec.

Este adevarat ca cele doua exemple de mai sus sunt unele foarte speciale dar ele sunt incluse aici pentru a arata ca totul este posibil daca este considerat

necesar desi proiectul poate necesita o crestere semnificativa a investitiei. Este adevarat ca cele doua exemple se refera la amenajarile cu cadere mica implicand multiplicatori de viteza; o amenajare de deviere mare ar permite cuplarea directa a turbinei si generatorului, astfel eliminand componenta responsabila pentru majoritatea vibratiilor.

V.3.2. *Impactul asupra peisajului*

Calitatea aspectelor vizuale este importanta pentru public, care este din ce in ce mai reticent in a accepta schimbarile care au loc in mediul lor vizual. De exemplu, un ansamblu nou in vecinatatea noastra cu o plaja artificiala construita cu nisip provenit de la un pat submarin a fost respinsa de o parte a populatiei, chiar daca, in multe sensuri aceasta ar contribui la imbunatatirea mediului, inclusiv peisagistic. Problema este deosebit de acuta in amenajarile hidroenergetice muntoase mari sau in amenajari situate in zona urbana. Aceasta preocupare este frecvent manifestata sub forma de comentarii publice si chiar de provocari legale pentru dezvoltatorii care cauta schimbarea peisajului mult-iubit prin dezvoltarea instalatiilor hidroenergetice.

Fiecare dintre componentelete care sunt incluse intr-o amenajare hidroenergetica, digul, canalul colector, stavilarul, gura de admisie, canalul de fuga, statia electrica si liniile de transmisie- au un potential in crearea unei schimbari in impactul vizual al amplasamentului prin introducerea de forme contrastante, linii, culori sau texturi. Designul, locatia si aparenta uneia dintre caracteristici poate determina nivelul de acceptare publica pentru intreaga amenajare.

Majoritatea acestor componente, chiar si cele mai mari, pot fi verificate de vedere folosind peisajul si vegetatia. Vopsita in culori si texturi non-contrastante pentru a obtine suprafete neflectorizante, o componenta se va amesteca sau va completa peisajul caracteristic. Efortul creator, de obicei cu efect mic asupra bugetului total, poate adesea rezulta intr-un proiect acceptabil pentru toate partile implicate: comunitati locale, agentii nationale si regionale, ecologisti etc.

Stavilarul este, de obicei, principala „bataie de cap”. Dispunerea acestuia trebuie sa fie studiata cu atentie folosind fiecare caracteristica naturala - roci, sol, vegetatie - pentru a-l acoperi si daca nu exista nicio alta solutie, vopsirea lui in asa fel incat sa minimalizeze contrastul cu fundalul. Daca stavilarul poate fi ingropat, aceasta este, de obicei, cea mai buna solutie, desi operatorul trebuie sa intampine anumite dezavantaje in ceea ce priveste intretinerea si controlul. Rosturile de expansiune si blocurile de ancorare din beton pot fi apoi reduse sau eliminate; terenul revine la starea sa initiala si conducta nu formeaza o bariera pentru viata salbatica.

Capitolul VI

Analiza economica

O investitie intr-un sistem de hidrocentrale mici implica un anumit numar de cheltuieli, extins pe toata durata proiectului, si procura unele venituri, de asemenea, distribuite in aceeasi perioada. Cheltuielile includ o componenta fixa - costurile de capital, asigurari, taxe altele decat impozitele pe venit, etc - si o componenta variabila, cheltuielile exploatare si intretinerea . La sfarsitul proiectului, in general, limitat de perioada de autorizare, valoarea reziduala va fi, de obicei pozitiva, desi unele autorizatii administrative solicita abandonarea tuturor instalatiilor care revine statului. Analiza economica compara alternative posibile pentru a permite alegerea celei mai avantajoase sau renuntarea la proiect.

Din punct de vedere economic, o hidrocentrala este diferita de o centrala termica conventionala, deoarece costul investitiei initiale pentru fiecare kW, este mult mai mare, dar costurile de exploatare sunt extrem de mici, deoarece nu este nevoie sa plateasca pentru combustibil.

Analiza economica poate fi facuta fie prin includerea efectului de inflatie fie prin omiterea sa. Lucrand cu o valoare monetara constanta are avantajul de a face analiza in esenta, independent de rata inflatiei. Calcularea valorii este mai usor de realizat in acest fel, deoarece se refera la un punct mai aproape in timp, ceea ce inseamna ca sunt prezentate intr-o moneda care are o putere de cumparare aproape cea prezenta. In cazul in care exista motive sa se creada ca anumite elemente vor evolua intr-un ritm diferit fata de inflatie, acestea trebuie sa fie tratate cu o rata a inflatiei diferentiala. De exemplu, dacă presupunem ca, din cauza tarifelor la energia electrică va creste cu doua puncte mai putin decat inflatia, in timp ce restul factorilor raman constanti in valoare, pretul energiei electrice ar trebui sa scada cu 2% in fiecare an.

Estimarea costului de investitie constituie primul pas in evaluarea economica. Pentru o abordare preliminara, estimarea se poate baza pe costul amenajarilor similare.

Exist o serie de pachete software disponibile pentru a ajuta la analiza unui amplasament potential. Pachete PC de baza, cum ar fi HydrAand disponibile pe Web Hydrosoftare pot fi descarcate. Unele dintre ele sunt limitate la anumite

regiuni sau tari in timp ce altele sunt mult mai generice. RETScreen Pre-feasibility Analysis Software este un pachet software generic, liber disponibil cu un manual de utilizare on-line. Aceasta permit utilizatorilor sa pregeateasca o evaluare preliminară a productiei anuale de energie, costurile și viabilitatea financiara a proiectelor.

In timp ce este esentiala identificarea daca amplasamentul are potential tehnic, cheia pentru orice dezvoltarea cu succes este efectuarea unei analize economice care va oferi o indicatie precisa a costului investitiilor necesare. In timpul acestei analize o consideratie esentiala este costul estimat per kW.

Cu toate ca, o estimare a costurilor este esentiala pentru analiza economica, este necesar ca o a doua etapa, efectuarea unui design preliminar, care sa includa componentele principale ale amenajarii. Bazat pe acest design, preturile de buget pentru materiale pot fi obtinute de la furnizori. Aceste preturi nu pot fi considerate ca preturi fixe pana ce nu se furnizeaza caietul de sarcini și datele de livrare. Acest lucru va avea loc mai tarziu, in timpul proiectarii efective si a procesului de achizitii publice.

Nu uitati ca intr-o instalatie conectata la retea, costurile de investitie ale liniilor de conectare ar trebui să fie incluse, deoarece in conformitate cu reglementariile nationale diferite aceasta linie, desi, uneori, devine proprietatea proprietarului de retea, este intotdeauna construit pe cheltuiala dezvoltatorului hidromicrocentralei. O instalatie aproape de punctul de conectare la retea va fi intotdeauna mai ieftina decat cea instalată departe de aceasta. Acelasi rationament poate fi aplicat la liniile telefonice. La o instalatie fara pilot, o linie telefonica, pentru a transmite semnale de telemetrie si de alarma, este frecvent utilizata, desi, ocazional, ar putea fi mai ieftin pentru a utiliza linia de transmisie in sine pentru a stabili o legatura radio. Utilizare a retelei telefonice digitale celulare este, de asemenea, tot mai mult utilizata cu conditia sa existe o acoperire suficienta.

O analiza economica a amenajarii a unui dezvoltator ar fi simplificata daca tarifele la energia electrică pentru aMWh ar fi o entitate cunoscuta si stabila. Acest lucru nu este posibil deoarece pietele variază in mod constant - miscarea de liberalizare, deschiderea pietele si promovarea energiei RE serveste ca un bun exemplu. Tarifele sunt stabilite in diferite moduri intre generator si furnizor si sunt influențate de politica nationala. Aceste politici pot si variaza de la o tara la alta si sunt revizuite si modificate frecvent, oferind decat o privire de ansamblu. Tarifele negociate printr-o forma de contract de vanzare cumparare cu furnizorul de energie vor varia de la tara la tara si vor fi puternic influentate de politica tarii respective la nivel national. Prin urmare, este important ca dezvoltatorul sa intelegea clar implicatiile politicii nationale.

„Valoarea in timp a banilor” este conceptul prin care un euro primit astazi valoreaza mai mult decat un euro primit intr-un anumit punct in viitor, deoarece un euro primit astazi poate fi investit pentru a castiga dobanda. Analiza valoarii in timp a banilor implica, in general, relatia dintre o anumita suma de bani, o anumita perioada si o anumita rata de dobanda compusa.

Bibliografie

1. Mosonyi, .“Water power development.”, Tome I and II, AkadémiaiKiadó Budapest, 1987/1991
2. F.H. White, „Fluid Mechanics”, MacGraw-Hill Inc. USA
3. ISO 1100-1: 1996 .“Measurement of liquid flow in open channels. Part 1: Establishment and operation of a gauging station.”.
4. ISO/DIS 110-2 .“Measurement of liquid flow in open channels .- Part 2: Determination of the stage-discharge relation.” (revision of ISO 1100-2: 1982).
5. ISO 3847: 1977: .“Liquid flow measurement in open channels by weirs and flumes .- End- depth method for estimation of flow in rectangular channels with a free overfall.”.
6. British Hydrodynamic Research Association, “Proceedings of the Symposium on the Design and Operation of Siphon Spillways.”, London 1975.
7. T. Moore, .“TLC for small hydro: good design means fewer headaches. ”,Hydro-Review, April 1988.
8. Chaudry, .“Applied Hydraulic Transients.”, Van Nostrand Reinhold Company, 1979.
9. HydrA - PC-based software package for rapidly estimating hydropower potential at any location in the UK or Spain. The software, currently available for Spain and the UK, is being developed for other countries in the European Union. (Institute of Hydrology, Uk, 2000, <http://www.nerc-wallingford.ac.uk/ih/>).
10. Working paper of the European Commission “ Electricity from renewable sources and the internal electricity market.
11. South-west region in Romani Demo-geographic characteristics
12. Implementationof the EU Water Framework Directivein Bulgaria
13. Energy utilization of the river Iskar’s water via the construction of nine mini water power stations (MWps)Along the river bed on the territory of Svoghe and Mezdra municipalities,Bulgaria
14. Analysis ofrenewable energy and its impact on ruraldevelopment in Romania
15. **Bulgaria Country Profile**
16. **Romania Country Profile**
17. Integral Environmental Assessment of Ogosta River Basin(Northwestern Bulgaria)

18. Development of The Hydrological Model for The Upper VitWatershed by HEC-HMS with Regard to Identification of MissingHigh Waves
19. Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant
20. General Framework and Application to Jiu river basin in Romania
21. Demographic implications of social exclusion in central and eastern Europe
22. Point source pollution in the Danube Basin
23. <http://www.wikipedia.com>
24. <http://ws2-23.myloadspring.com/sites/renew/default.aspx>
25. <http://data.worldbank.org/>

**ПРОУЧВАНЕ ЗА ВЪЗМОЖНОСТТА ЗА
ИЗГРАДАНЕ НА ВОДНОЕЛЕКТРИЧЕСКА
ЦЕНТРАЛА (ВЕЦ)**

Глава I

Политическа рамка

След “Третата Конференция на страните от Обединената национална рамкова конвенция за климатичните промени” проведена в Киото през месец декември 1997 г., Европейският съюз призна спешната нужда да се засегне проблема за климатичните промени. Също така набеляза цел да се намали парниковия ефект, произлизаш от вредните емисии с 8 % до 2010 г. в сравнение с нивата от 1990 г., като при другите индустриализирани страни целта е 5 %.

За да улесни страните членки на ЕС в постигането на целите си, Комисията идентифицира серия от дейности, фокусирайки се върху намаляване на потреблението на енергия и емисиите на въглерод (CO_2).

Разработването на енергии от възобновяеми източници е много важна стъпка за намаляване на вредните емисии CO_2 . Ето защо Съветът на ЕС и Парламента са придвижили напред Директива 2001/77/ЕС за представянето и стимулирането на енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници.

Електричеството произведено от водна енергия е било, и е все още и днес най-ползваният възобновяем източник за добиване на енергия. Днес водоелектрическата енергия в ЕС - в широк и малък мащаб - представлява, съгласно Доклада за водите, 13% от общо произведената енергия, и така води до намаляването на емисиите CO_2 с повече от 67 miliona тона на година. Но понеже конвенционалната водна енергия изисква големи територии с течаща вода, със своите последвали социални проблеми и такива, свързани с околната среда, правилно проектирани малки хидросхеми се интегрират лесно в местните екосистеми.

През 2001г., приблизително 365 TWh водна енергия е производна в ЕС с общ капацитет от GW. Малките хидросъоръжения, които наброяват 8.4% инсталирана мощност (9.9 GW) и произвеждат 39 TWh (около 11% от добитата водна енергия). Давайки по-благоприятна регулаторна обстановка, целта на ЕС от 14000 MW до 2010г би била достижима и така малката хидроенергия може да бъде втората по големина с принос след вятърната енергия.

Голямо мнозинство от малки водни централи са схемите “run-of-river” т.е използвайки течението на реките, което означава, че те нямат или имат относително малък капацитет за складиране. Турбините произвеждат енергия само тогава, когато водата е налична и е предоставена от река.

Когато течението на реката падне под предопределената стойност, добивът се преустановява. Някои централи представляват самостоятелни системи, използвани в изолирани обекти, но в повечето случаи в Европа, произведеното електричество е свързано с ел. мрежата. Самостоятелните, малки, независими схеми, не винаги са способни да доставят енергия, освен ако техният размер е такъв, че те могат да функционират, където и да е в речния поток. В някои случаи този проблем може да бъде преодолян чрез използването на съществуващи езера или водохранилища, които съществуват на горе по течението от централата.

Свързването в ел. мрежата е предимство за по-лесен контрол на честотата на ел. система за електричество, но има недостатъка да се изключва от системата поради проблеми извън контрола върху управлението на централата.

Възможно е за системата, свързана с мрежата да продава всичката или част от своята енергия, за да снабдява компания. (Бележка: не е необходимо това да е оператора на ел. мрежата). Обаче, цената платена за тази енергия е като цяло, особено в Европа, значително ниска. В последните години, това се подкрепя от ВЕИ.

Директивата, и в някои случаи увеличените плащания от националното законодателство са налични за търгуване със страни с възобновяема енергия. Това помогна на малките предприемачи да добият основателна квота на възвращаемост на инвестицията. Това също така доведе до нарастване развитието на малките хидросхеми.

I.1. Румъния

I.1.1. Актуално състояние

В Румъния има 362 Хидроцентрали (ВЕЦ) с обща инсталирана мощност от 6120 MW, което означава 27.9% от общата инсталирана мощност на румънската енергийна система (21905 MW).

Структурата на тези ВЕЦ е следната:

- ▶ 95% от тях са собственост на SC HIDROELECTRICA SA и имат инсталирана мощност от 5899.3 MW
- ▶ 2.5% са собственост на SC ELECTRICA SA и имат инсталирана мощност от 156 MW
- ▶ 1.9% са собственост на SC TERMOELCTRICA SA и имат инсталирана мощност от 117.6 MW
- ▶ 0.6% други производители
- ▶ От общо 362 ВЕЦ, има:
 - ▶ 317 ВЕЦ с капацитет между 0 и 30 MW, възлизащ общо на 1069 MW ин-

сталирана мощност

- ▶ 32 ВЕЦ с капацитет между 30 и 100 MW, възлизащ общо на 1529 MW инсталirана мощност 13 ВЕЦ с капацитет над 100MW, възлизащ общо на 3552 MW инсталirана мощност (Годишен статистически бюлетин на Румъния за 2001г.).

През 2000 г., общата произведена енергия от водния сектор е била 14778 GWh, което представлява 28.5% от общо произведената в Румъния енергия.

През 1998 г. и 1999 г., благодарение на годините с много валежи, водния сектор е произвел 35.3% и 36.1% от общо произведената в страната енергия.

Най-важният ВЕЦ за Румъния е Железни врати 1, на река Дунав, и също така той е най-голямата водноелектрическа централа в Европа. Има инсталirана мощност от 1050 MW (само в румънска страна) и е планиран да достигне 1167 MW в края на 2005 г.

Другите водноелектрически централи в страната са разположени на следните реки: Олт, Лотру, Бистрица, Сомеш, Драган, Аргеш, Дъмбовица, Ръул Търгулуй, Себеш, Ръул Маре, Черна, Бистра, Мотру, Дунав.

Най-важният местен производител, който има капацитета да строи какъвто и да е вид оборудване за хидроцентрали е Металургичния завод в Решица.

I.1.2. Водноенергийни източници

В Румъния, най-важните водни басейни са: Олт, Лотру, Бистрица, Сомеш, Драган, Аргеш, Дъмбовица, Ръул Търгулуй, Себеш, Ръул Маре, Черна, Бистра, Мотру, Дунав.

Хидроенергийният потенциал на Румъния, съгласно последните преизчисления е (Energetica Reviews 1995-2001, Electricity Supply in Romania 1996):

- ▶ Теоретичен потенциал = 70000 GWh/г, от който:
 - ⇒ Потенциал на реките във вътрешността на страната, 51600 GWh/г
 - ⇒ Потенциал на румънската страна на р.Дунав, 18400 GWh/г
- ▶ Технически потенциал: 34500 GWh/г и инсталirана мощност от 11370 MW, от който:
 - ⇒ Румънската страна на р. Дунав: 11560 GWh/г и 2620 MW инсталirана мощност
 - ⇒ Микро-потенциал (ВЕЦ с капацитет под 0.63 MW/централа): 2940 GWh/г и 757 MW инсталirан капацитет
- ▶ Икономически потенциал: 27000 GWh/г и 9120 MW инсталirан капацитет.
- ▶ Експлоатационен потенциал (което е в съгласие с изискванията на УСТЕ и взема предвид законовите рестрикции и тези за околната среда): от

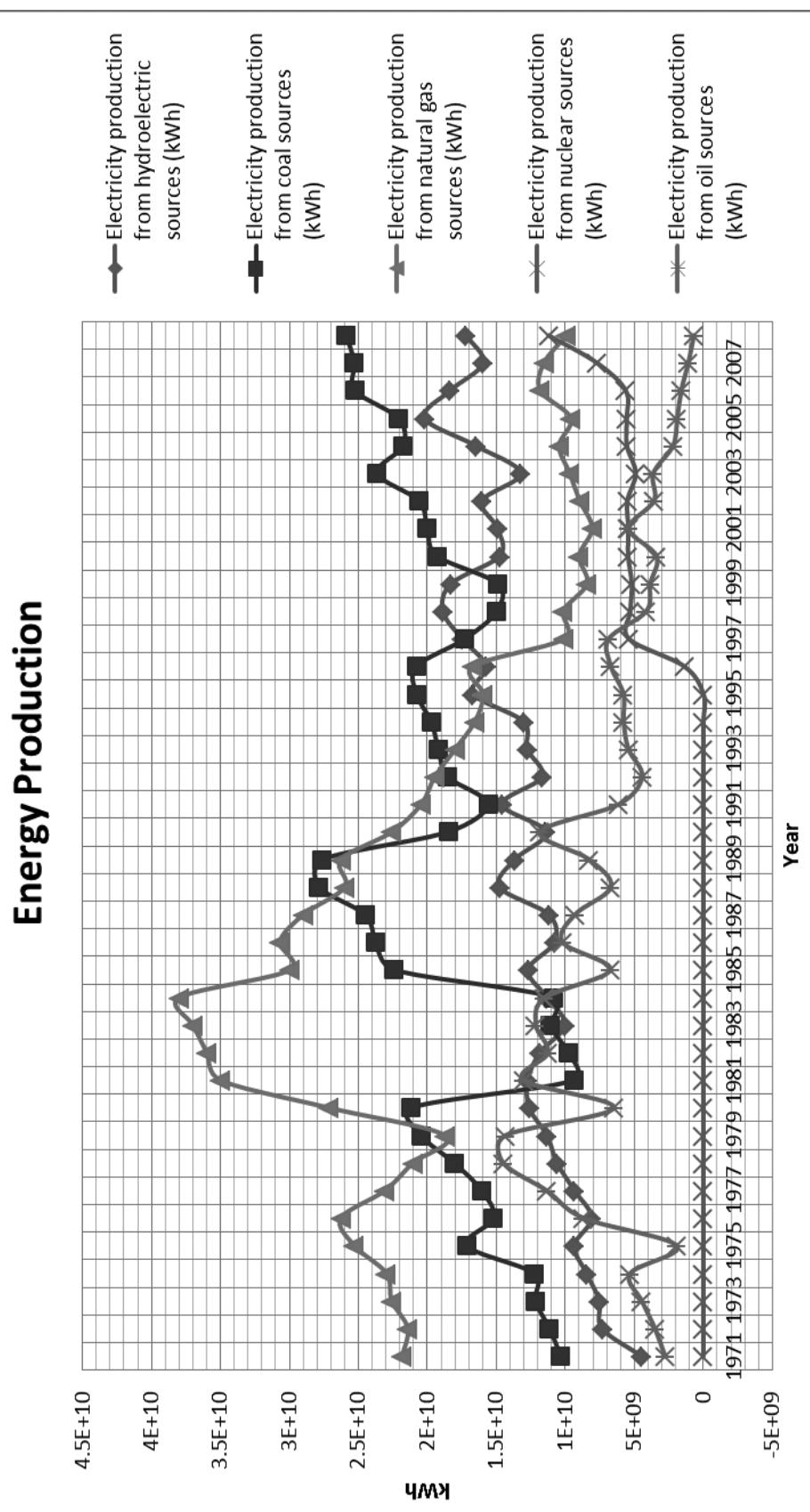
24000 до 26000 GWh/г и от 7000 до 8200 MW инсталиран капацитет.

В края на 2000 г., 67.1% от икономическия потенциал за енергия и 54.7% от икономическия потенциал за мощност са били използвани.

Актуално състояние за хидроцентралите	
Инсталирана мощност (малка<30 MW)	317 HPP, 1069 MW инсталирани
Инсталирана мощност (средна 30-100 MW)	32 HPP, 1529 MW инсталирани
Проекти в процес на строителство (малка<30 MW)	296.4 MW в 36 ВЕЦ (същите като при проектите с висок потенциал)
Проекти в процес на строителство (средна 30-100 MW)	448.6 MW в ВЕЦ (същите като проектите с висок потенциал)

Потенциал на хидроенергийните ресурси	
Ниво на налична информация	Много добър
Наличен ли е атлас на водните нива на страната?	Само карта, налична в SC HIDROELECTRICA SA
Изчислен потенциал	70000 GWh/г теоретичен потенциал
34500 GWh/г, 11370 MW технически потенциал	900 MW
27000 GWh/г, 9120 MW икономически потенциал	
Установена ли е целта?	900 MW

Идентификация на зоните/проектите с висок потенциал на водна енергия	
Препоръчителни стратегически оценки	Не
Капацитет между 0 и 30 MW	HPP Беретя (16.2 MW) HPP Робещ (28.5 MW) HPP Стрей (16.8 MW) HPP Калан (7.8 MW) HPP Бачия (11.7 MW) HPP Симеря (11.5 MW) други 30 водоелектрически централи с общ капацитет от 203.9 MW
Капацитет между 30 и 100 MW	HPP Сурдуку (31.2 MW) HPP Ръул Алб (36 MW) HPP Мовилен (37 MW) HPP Валя Задулуй (35 MW) други 6 водоелектрически централи с общ от 309.4 MW



I.2. България

I.2.1. Актуално състояние

България ползва своите хидроенергийни ресурси вече повече от две десетилетия. Понастоящем страната има 10,300 MW инсталирана мощност от големи търговски водоелектрически централи (ВЕЦ). България също така има приблизителни 545 MW инсталирана мощност от малки и микро (< 15 MW) ВЕЦ-ове (според информация на базата данни на световните енергийни централи, юни 2009 г.). Приблизително, 3.6 милиарда киловатчаса са произведени от водоелектрическите централи през 2007 г., водната енергия съставлява около 10 процента от общо произведената в България енергия (EIA, 2007 г.).

България отчита ръст в водоенергийния сектор. Понастоящем, 105 MW от водоелектрическия капацитет е изграден, и 190 MW от капацитета е бил планиран. За по-голямата си част, техническия и икономически потенциал на България за големите водни централи е напълно оползотворен (Информационен бюлетин за възобновяема енергия, ЕК).

Българското правителство е поставило голям акцент върху развитието на водните ресурси на страната в усилието да ограничи зависимостта от внос на чужди горива. Законът за енергията и енергийната ефективност от 1999 г. цели приватизирането на производството на енергия, включително и на водното електричество. Като цяло, приблизително 63 малки и микро ВЕЦ-ове са локализирани в терени, собственост на НЕК (Националната електрическа компания), всички от които са за приватизация. Според данни на Световната приватизационна банка, Енергийната компания Пиринска Бистрица е приватизирана през 2000 г., и Проучване и добиване на нефт и газ, енергийна компания, която е приватизирана през 2003 г. Българското правителство е инициирало през последните години нови лицензионни схеми, като част от процеса за разработване на проекти.

Има няколко компании от частния сектор в развитието на малки и микро ВЕЦ-ове, каквите са Енергопроект, Хидро ООД, АМЕК, и ESD България. Понеже страната няма асоциация на хидропроизводителите, има няколко организации, създадени на общинско ниво, които са заинтересовани в развитието на сектора на възобновяемите енергийни източници. Общинските организации, като Пловдивска енергийна агенция, както и Регионален енергиен сектор Ловеч, Русе и Хасково са само няколко от имената.

В географско отношение, България разполага с планински терени, в комбинация с долини и равнини. Средната надморска височина е 470 м над морското равнище и средните годишни валежи са около 672 мм добивани от 526 реки с дължина по-голяма от 2.6 км. Всички този воден поток се черпи от три основни водоизточника: коритото на река Дунав, басейна на Черно море, и басейна на Егейско море. Най-дългата река в България е Искър, която тече в продължение на 368 км и се влива в река Дунав.

Общото годишно речно оттиchanе в страната, от реки във вътрешността по време на нормална година е приблизително 20.2 милиарда м³, а за суха година може да бъде по-малко от 9.3 милиарда м³ (Центрър за интегрирана регионална оценка, 2000 г.).

I.2.2. Хидроенергийни ресурси

България ползва своите хидроенергийни ресурси вече повече от две десетилетия. Понастоящем страната има 1,937 MWe инсталirана мощност от големи търговски водноелектрически централи (ВЕЦ), докато общо 63 MWe се генерираят от малки и микроцентрали (София енергиен център, 2002 г.). този инсталirан хидроенергиен капацитет е приблизително 15 процента от общо инсталirания търговски капацитет за страната (US DOE 2002 г.). Обаче, много от съществуващите ВЕЦ са на повече от 30 години и има нужда да бъдат рехабилитирани, за да се възстанови техния истински върхов капацитет.

Българското правителство е поставило голям акцент върху развитието на водните ресурси на страната в усилието да ограничи зависимостта от внос на чужди горива. Законът за енергията и енергийната ефективност от 1999 г. цели приватизирането на производството на енергия, включително и на водното електричество. Като цяло, приблизително 63 малки и микро ВЕЦ-ове са локализирани в терени, собственост на НЕК (Националната електрическа компания), всички от които са за приватизация. Според данни на Световната приватизационна банка, Енергийната компания Пиринска Бистрица е приватизирана през 2000 г., и Проучване и добиване на нефт и газ, енергийна компания, която е приватизирана през 2003 г. Българското правителство е инициирало през последните години нови лицензионни схеми, като част от процеса за разработване на проекти.

В географско отношение, България разполага с планински терени, в комбинация с долини и равнини. Таблица 12 показва хидрометрията на България. Считайки, че средната надморска височина на България е 470 м и средните годишни валежи са 672 мм, не е изненадващо, че има повече от 526 реки в България, които са по-дълги от 2.6 км. Всички те се вливат в три основни басейна: коритото на река Дунав, басейна на Черно море, и басейна на Егейско море. Най-дългата река е Искър с 368 км дължина и се влива в река Дунав. Общото годишно речно оттиchanе в страната, от реки във вътрешността по време на нормална година е приблизително 20.2x10⁹ м³, докато в суха година може да достигне 9.3x10⁹ м³ (Центрър за интегрирана регионална оценка, 2000 г.). Общо годишното потребление на вода в страната е приблизително 10.6x10⁹ м³, от които 31 процента се използват за напояване, 16 % за питейна и за битови нужди, 19 % за хидроелектричество, 26 процента за условно чиста вода за икономиката, и 8 за други нужди.

Българското правителство е поставил голям акцент върху развитието на водните ресурси на страната в усилие да ограничи зависимостта от внос на чужди горива. Законът за енергията и енергийната ефективност от 1999 цели приватизирането на производството на енергия, включително и на водното

електричество. Като цяло, приблизително 63 малки и микро ВЕЦ-ове са локализирани в терени, собственост на НЕК (Националната електрическа компания), всички от които са за приватизация, а през 1998 г. Първите усилия за приватизиране на 22 ВЕЦ бяха увещани с трудности. През последните години се появиха трудности, за по-голямата част, отминаха и сега се появиха, че повече от 63 са били определени за приватизация до 2005 г. (Д. Тафров, 2001 г.). Българското правителство е инициирало през последните години нови лицензионни схеми, като част от процеса за разработване на проекти. Като допълнение, оценката за въздействието върху околната среда, установено от МОСВ, разработващите проекти се задължават да спазват следните разпоредби, когато разработват проекти в сферата на търговската хидроенергия:

- ▶ **Закон за водите.** Държавата диктува търговското приложение на всички речни корита в страната. Законът понастоящем е в процес да бъде изменен за да отговаря на Директивите на ЕС;
- ▶ **Закон за концесиите** диктува изискванията и критериите за придобиване право на ползване на речните корита за търговски цели;
- ▶ **Закон за енергетиката и енергийната ефективност** диктува изискванията за разрешаване за хидрообектите, които ще се ползват за търговски енергийни цели;
- ▶ **Закон за устройство на територията** включва разпоредби за изграждане на електроснабдителни мрежи.

Има няколко компании от частния сектор в развитието на малки и микро ВЕЦ-ове, каквито са Енергопроект, Хидро ООД, АМЕК, и ESD България. Понеже страната няма асоциация на хдропроизводителите, има няколко организации, създадени на общинско ниво, които са заинтересовани в развитието на сектора на възобновяемите енергийни източници. Общинските организации, като Пловдивска енергийна агенция, както и Регионален енергиен сектор Ловеч, Русе и Хасково са само няколко от имената.

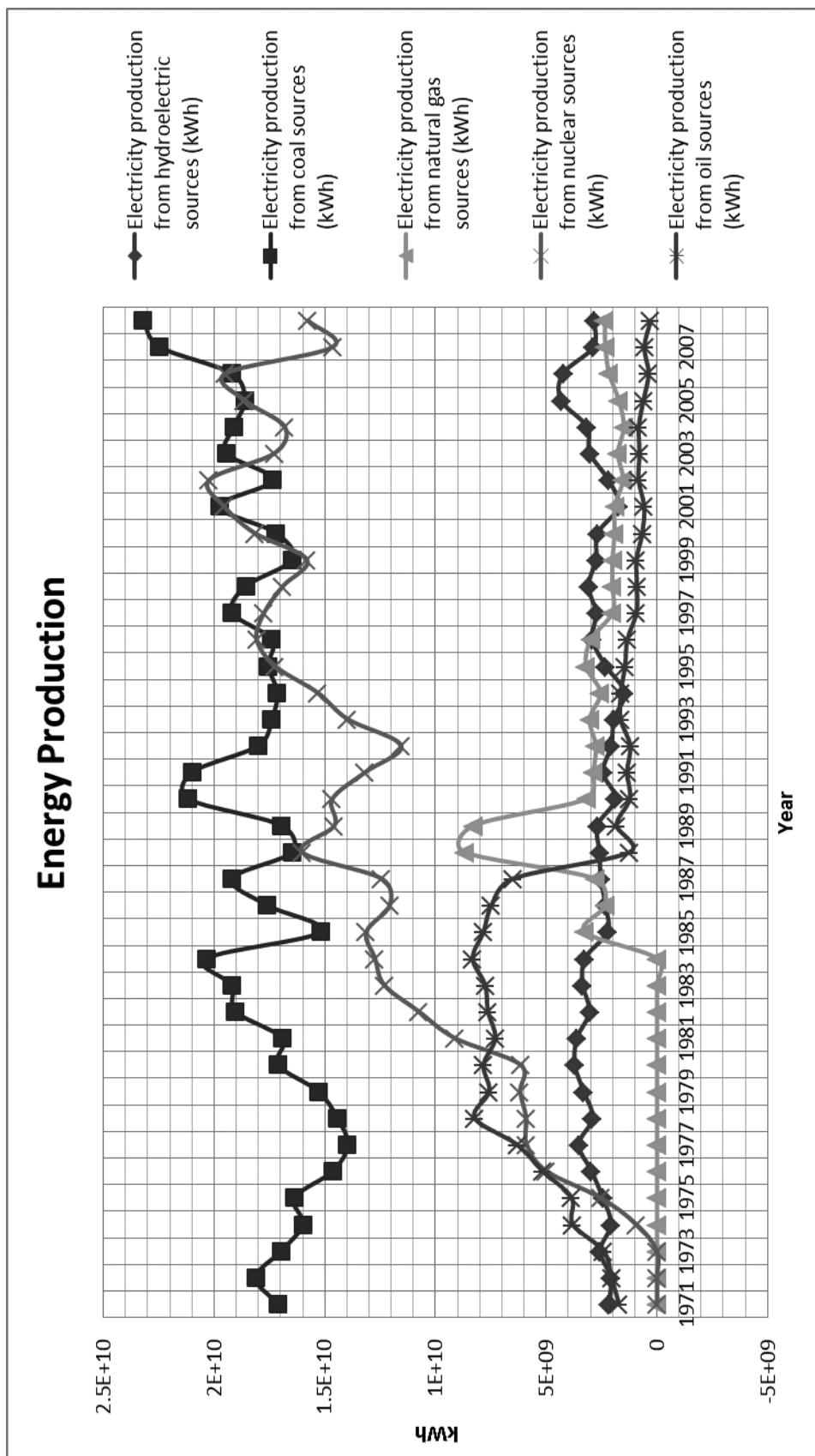
Има няколко съществуващи и потенциални проекти, за които Държавата има вече разработени идейни/първоначални проучвания или проучвания за осъществимост, и търси инвеститори, които да се заемат с изпълнението на тези проекти. Имайки предвид всичко това, съществуват много благоприятни възможности за бъдещето развитие на водния сектор в България.

Актуално състояние на водоелектрическите централи в България

Инсталирана мощност (малка<30 MW)	Има над 62 малки и средни ВЕЦ в България. Като допълнение има 49 ВЕЦ с производителност <2MWe.
Инсталирана мощност (средна 30-100 MW)	
Проекти по време на строителство (малак<30 MW)	Има направени проучвания за осъществимост на много обекти по течението на р. Искър и р. Струма за изграждане на малки ВЕЦ, въпреки, че все още не е започнало бъдещето им изпълнение или изграждане.
Проекти по време на строителство (средна 30-100 MW)	

Потенциал на хидроенергийните ресурси	
Налично ниво на информираност	Задоволително - Добро
Наличен ли е атлас на водните нива на страната?	Да
Изчислен потенциал	10,000 GWh, годишен потенциал до 2020 г. (предвид: малки, средни, големи ВЕЦ). 212MW, технически потенциал микро ВЕЦ-ове (<2MW) до 2020 г.
Определена ли е целта?	Не. Въпреки, че държавата е изказала становище, че общата годишна водна инсталirана мощност може да бъде приблизително 10,000 GWh до 2020 г. Понастоящем тя е приблизително 3,300 GWh (1999г).

Идентификация на зоните/проектите с висок потенциал на водна енергия	
Препоръчителни стратегически оценки	Оценка за потенциала на микро-ВЕЦ-ове на българските реки; Оценка на необходими усилия за рехабилитация, необходими за нарастване производителността и ефективността на средни, малки и микро ВЕЦ-ове.
Идентифицирани зони/проекти	Долината на р. Искър . - 155 MWe Долината на р. Струма . - 59 MWe Различни местонахождения . N/A



Глава II

Социално-икономически условия в регионите, включени в проучването

II.1. Югозападен регион на Румъния

Югозападният регион на Румъния, с обща площ от 29,212 км² обхваща 5 области: Долж, Олт, Вълча, Мехединци и Горж и отговаря на старата историческа област Олтения.

Граница с България, Сърбия и Южна Мунтения, Централна и Западна област. През 2004 г. област Югоизточна Олтения има население 2,317,636 (което представлява 10.69% от общо населението на Румъния) с гъстота под средната за страната (79.3 жит./км², в сравнение 90.9 жит./км²). Селско-градска структура на населението е 52.8% спрямо 47.2% (за Румъния 45.1% спрямо 54.9%), като област Олт е с преобладаващо селско население (59.6%), Вълча (55%) и Горж (53.3%).

Релефът на областта е приблизително равномерен, включващ планини, долини, склонове, плата. В северната част на Олтения, релефът е планински и скалист (зоната на Карпатите и суб- Карпатите), с преобладаващи гори и пасища. Зоната на равнинното поле е основно специализирана за отглеждането на зърнени храни. Хидрологичната система, основно образувана от реките Дунав, Олт и Жиу, прави областта с основна енергийна роля в Румъния (71.57% от общо хидроелектрическото производство).

Локалната мрежа обхваща 40 града, 11 от които са общини и 408 комуни, които обхващат 2066 села. Най-важните градове са Крайова (300.843 жители), Ръмнику Вълча (111,980 жители), Дробета Турну Северин (109,941 жители), Търгу-Жиу (96,320 жители) и Слатина (81,342 жители). Тъй като касае малки градове (под 20,000 жители), много от тях нямат адекватна структура и развитие: Вънжу Маре, Дъбулени, Скорничеш и др.

Пазарът на труда отразява тенденциите на национално ниво. Заетото население е разпределено по икономически сектори, както следва: селско и горско стопанство (42.1%), промишленост (26.9%) и услуги (31%). Анализ на

страната разкрива високи нива на хора заети в селското стопанство в областите Олт (49.5%) и Мехединци (48.4%), секторът на услугите е по-добре развит в областите Вълча (34.3%) и Долж (33%).

Процесите на икономическо реструктуриране са причинили миграция от градските среди към селските населени места от голям брой безработни възрастни лица, където се занимават със селско стопанство. Големият дял селско население и голямата част селски земи, особено в южната част на региона, правят селското стопанство преобладаващ сектор в регионалната икономика. По този начин, нарастващия брой заети лица в селското стопанство и неговите подразделения, в следствие на реформата за собствеността, както и ползването на остатели технологии, е довело до важно намаляване на продуктивността на сектора, като стойността дава резултати в реални условия оставащи като цяло същите, докато се наема работна сила.

Строителството на 2 пан-европейски коридори (пътен коридор IV и р. Дунав коридор VII), които пресичат областта, се очаква да повишат регионалния достъп и да стимулират привличането на инвестиции, допринасянето за по-добра мобилност на пазара на труда. Накрая, но не на последно място, изпълнението на проекти ще наложи ползването на човешките ресурси на областта.

Още повече, за да се привлекат чужди инвестиции, Румъния е установила- свободни зони за данъчни облекчения по течението на река Дунав, но нито една от тях не е разположена в Олтения. След построяването на моста при Калафат - Видин над Дунава, се очаква, че Калафат ще отговори на условията, необходими за получаване на статут на свободна зона: ключова точка в пътния, железопътния и също речния международен трафик.

Разработването на възможности за проучване и капацитет в рамките на Университетските центрове и ползването на резултатите в сектора на МСП, могат да създадат условия за развитието на бизнес средата.

ЮГОЗАДЕН РЕГИОН

Индикатори за характеризиране на степента на развитие и икономически потенциал

- 2004-

ИНДИКАТОРИ	Регион	Области					Румъния
		DJ	GJ	MH	OT	VL	
население, заетост, безработица							
Общо население (абсолютна стойност)	2,317,636	720,554	386,097	305,901	488,176	416,908	21,673,328
Градско население (%)	47.2	53.0	46.7	48.3	40.4	45.0	54.9
Селско население (%)	52.8	47.0	53.3	51.7	59.6	55.0	45.1

II.2. Северен регион на България

Успехът на България в трансформирането на своята икономика от централно планиране към основаваща се на пазара система остава неизмерен през 1991 г. Без съмнение, всеки състав на българското правителство се сблъска с този проблем, като непреодолима задача. Понеже неговите финансови и производствени ресурси са били неефективно разпределени от много години насам, икономиката спешно се нуждаеше от мащабни реформи. Производственият сектор бе неконкурентен в световните пазари, технологично остарял, и консумиращ енергия и материали в разточителни размери. Селскостопанският сектор, някога бил най-продуктивният в икономиката на България, е дегенерирали до такава степен, че страната едва успя да нахрани населението си. Нов търговски режим с традиционни партньори би могъл да обтегне вече ниския твърд валутен резерв, като ограничава достъпа до сировини и модерни технологии. Външният и вътрешен дълг са огромни, когато режимът на Тодор Живков падна. Инфлацията бе голяма, проблемите с околната среда жестоки, а квалифицираният труд недостатъчен.

Няколко фактора затрудняват остойностяването на социалистическите икономики от капиталистическата перспектива. Цените в социалистическите икономики имат предимно счетоводна функция; те не отразяват в действителност липсите и търсенето на даден продукт, така като е при капитализма. Оттук, сравненията на стойностните показатели е трудно. Като допълнение, някои социалистически статистика просто са изчислени по различен начин. Например, социалистическият еквивалент на национален приход се отнася до нетен материален продукт (НМП), изключвайки стойността на повечето услуги, включително правителството, които не са свързани с физическо производство.

Точната оценка на българските политики и изпълнението им след комунистическия режим е също много трудна защото има непълни, неточни и подвеждащи статистики. Някои западни икономисти са направили усилия да използват базата данни от комбинация от българската статистика, различни икономически твърдения, и статистически техники.

Общата работна сила в България е била 4.078 милиона през 1988 г. От тази общо, 35.9 процента, класифицирани като индустриски работници, 19 % селскостопански работници, и 18.9 % работещи в сектора на услугите. През 1985 г. около 56 % от населението е в работоспособна възраст (16 до 59 години за мъже и 16 до 54 за жени); 22.9 % са неработоспособни, и 21.1 % на пенсионна възраст.

На 1 януари 2007 г. България влезе в Европейския съюз. Това доведе до незабавна международна търговска либерализация, но нямаше шок в икономиката. Правителството стига до годишен излишък от над 3%. Този факт, заедно с годишния ръст на БВП от над 5%, доведе на правителството задължност от 22.8% от БВП през 2006 г. от 67.3% пет години по-рано. Това контрастира с огромен настоящ отчетен дефицит. Ниските лихвени стойности гарантират наличие на фондове за инвестиция и потребление. Например, бумът в пазара на

недвижимите имоти започна около 2003 г. В същото време годишната инфлация в икономиката, която варираше и през последните пет години (2003-2007 г.) стигна до най-ниско 2.3% и най-високо до 7.3%. Най-важното е, че това поставя заплаха за влизане на страната в Еврозоната. Българското правителство възнамерява Еврото да замени лева през 2010 г. Обаче, експерти предвиждат, че това може да стане най-рано през 2012 г. От политическа гледа точка, съществува координация между икономическия растеж на България и стабилността, необходими за ранното присъединяване към единната европейска валута. Покупателната способност на глава от населението в България е все още около една трета от средната европейска EU25, докато номиналният БВП на глава от населението е около 13% от средния европейски EU25.

Постоянният акцент на България върху развитието на тежката промишленост на всяка цена доведе до търсене на суровини, много по-голямо, отколкото тези, с които страната разполага налични ресурси. Този проблем се засили и от неефективното ползване на енергията и суровините: България е ползвала повече енергия на единица производител в сравнение с всяка друга западно европейска икономика. По тази причина, един от най-характерните аспекти на българската следвоенна икономика бе опората върху суровините, внасяни от бившия Съветски съюз.

Освен замърсяването, причинено от горенето на въглища в домашни условия, около 1,500 мегавата от капацитета добит от термоенергия в България е бил неоползотворен през късните 1980 г., заради недостатъчното доставяне на гориво или аварии в оборудването. Около половината от капацитета на местните топло и електроцентрали са разчитали на добавка от големите електроцентрали и предоставящи топлина за промишлеността и за битови нужди, които не са били налични по същите причини.

В ранните 90 години на 20 в., българските енергийни плановици се сблъскаха със сериозна дилема. Във ВЕЦ Марица Изток-1, Марица -Изток-2 и Димо Димчев, разположени в каменовъглен басейн Марица Изток-, дългосрочните планове призоваха за постепенното изместване на остатялото оборудване в съществуващите централи. Но повечето от тези проекти закъсняха през 1990 г. Решението от 1990 г. да не бъде завършен строежа на Атомната централа в Белен значеше, че се дава голяма надежда на каменовъгления басейн Марица Изток за добиване на топло и ел. енергия. През 1990 г. от там се добиваше 70 % от въглищата на страната, и неговите три блока допринесоха с 25 % от общо произведената електроенергия.

Промишленият електрически комплекс Марица Изток (със своите предприятия в машиностроенето и ремонтните дейности е един от най-големите индустриални центрове в България, даващ поминък на 22,000 души през 1991 г.) функционира от 1951 г.; до 1991 количествата на неговите въглища и надеждността на неговата инфраструктура се понижи силно. Но в тази критична точка от националната икономика, средствата бяха недостатъчни за капиталови инвестиции, особено за закупуване на чуждестранни технологии. В същото време индустриалните органи признаха, изгарянето на въглища с високо съдържание

на сяра и открытия рудник в Марица Изток за сериозен екологичен проблем, справянето с който ще струва поне милиарди левове, особено в твърда валута.

Добиването на хидроенергия е било съсредоточено в югозападна България, но малко са реките, които предлагат широко-мащабен хидроенергиен потенциал. Най-големият водноелектрически проект за Деветия пет-годишен план (1986-90 г.) е завършването на централата Чайра, която ще добави 864 мегавата добит капацитет. Развитието на местни ВЕЦ-ове в малки реки е било приоритет през годините 1990 г.

Глава III

Описание на реките и водните течения в зоната на проучването

III.1. Речни потоци в област Долж

III.1.1. Жиу

Басейнът на река Жиу съдържа 275 реки с площ по-голяма от 10 км², 14 езера и 12 язовира с площ над 50 ha. Река Жиу е една от най- важните реки, течащи на територията на Румъния. Нейната дължина е 339 км и нейните извори са разположени в южните Карпати. Тя е образувана от сливането на 2 основни притока, извиращи на надморска височина от около 1,500 м: Западен Жиу, с извори от Планините Ретезат, източен Жиу, с извори от южните склонове на Планината Суриану. Нагоре по течението се появяват долини, типични тесни и дълбоки, с формата на буквата V, липсват големи речни басейни, с речен материал с големи размери (камъчета, чакъл и др.).



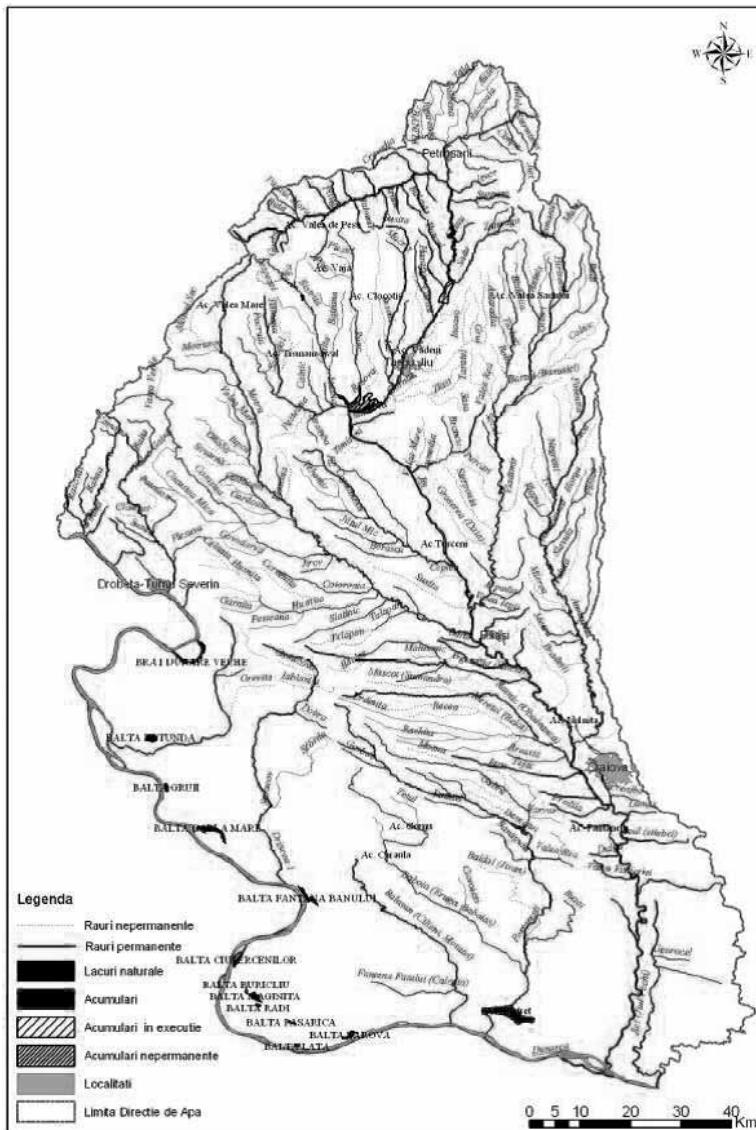
Басейнът на река Жиу има речна мрежа с гъстота 0.38 км/км², и среден годишен дебит е 92 м³/с. Зоната на резервоара е разположена в южната част на Румъния, покриващ площ от 10,080 км², от които 37.5% (3777 км²) е заета от гори. Тя пресича най-старата и важна зона на отворени рудници в страната (басейнът на Петрошани). Тече в посока юг, и минава през високи хълмове, и след вливането на основния и приток Мотру, който пресича втория по важност открит рудник в страната- басейнът на Мотру се влива в река Дунав. Средната част на басейна на река Жиу е също много важна зона, известна с добиване на нефт. След сливането с река Мотру, Жиу се спуска надолу още 78 м, преди да достигне Дунава. Това позволява на реката да образува широки отклонения или тесни завои, малки островчета, които разделят речното корито.

След Крайова надолу по течението, бреговете на река Жиу са фрагментирани от проломи, образувани от временни плавателни канали, които не могат да бъдат отнесени като притоци. Този регион се характеризира също така от изобилни течения по източните склонове (като например в Джиорок, Мурта, Добрещ), които се ползват без специални дейности, поради постоянството им и обема. От дясната страна, в р. Жиу се вливат 31 притока, като най-важните са: източен Жиу, Сасду, Чиояна, Жилорт, Амарандия. Басейнът на река Жиу има 69 езера и рибарника, 14 от които са по-широки от 0.5 км². Повечето са разположени във водохранилищата на река Дунав. Естествените езера във водохранилищата на Дунав са генетически разнообразни, формирани заедно с хидрографската мрежа и са били обект на ерозия и разрушения от вятъра и пясъците. Входящата вода от тези езера зависи от хидрологичния режим на р. Дунав и от хидро-географските условия. Прииждането на водите осигурява запълването и поддържането на тези депресии, които нямат свои собствени водни ресурси. Благодарение на близостта до повърхността на подпочвените води (0-2 м), водата може да се поддържа в езерата. Както запълването на езерата, така също и формирането на бреговете зависи от продължителността на максималните нива на р. Дунав. Някои от езерата станаха природни резервати: Балта Лата (60 ha), Адунъции де Геормане (102 ha), комплекса Пряжба- Факай (28 ha), Балта Чилиени (47 ha), Йонеле (3.2 ha), Каракула (28 ha) и Балта Нягря (1.2 ha).

Регулациите засягат 59 реки, а бентовете 32 язовира, което води до модификации в течението на реките, промени на хидравличните характеристики и прекъсвания по продължителността на бреговата ивица. В басейна на р. Жиу, общата дължина на бентовете е 835 км, а общата дължина на регулациите е 478 км. Самата р. Жиу има бентове с дължина от 234 км (69%). Има бентове на Дринчя (54%), Западен Жиу (42%), Източен Жиу (45 %), Мерецел (83%). Бентовете в другите реки достигат до 30% дълбината на реките. Степента на интервенция по течението на реките е 15.3%.

В Басейна на р. Жиу има седем разклонения, изпълнени в горните течения на водните канали. Водата се прехвърля както в зоната на същия басейн (Мотру - Тисмана; Западен Жиу - Валя де Пещи), както и между басейните: Черна - басейна на Жиу (Черна- Морту) или басейните на Жиу и Ольт (Жиет - Лотру; Галбен - Олтец).

Инсталираният обем на тези отклонения е $79.1 \text{ m}^3/\text{s}.$, отклоненията са създадени за хидроелектрически цели, с изключение на отклонението западен Жиу - Валя де Пещ, което е направено с цел да доставя вода на жителите от долината на река Жиу. Последното отклонение е над земното ниво.



Има няколко постоянни язовирни водохранилища:

- ▶ Водохранилището Валя де Пещи. Бентът задържа 4.2 mil m^3 от водата в ниво на нормално задържане на вода (ННЗ). Общийят обем на езерото е 5.4 mil m^3 . Покрива площ от 0.24 km^2 , и има максимална дълбочина 56 м. Изграден е с цел водоснабдяване и да се избягват наводнения.
- ▶ Водохранилището на Вадени + Търгу Жиу. Бентът задържа 1.8 mil m^3 от водата в ННЗ. Общийят обем на езерото е 3.8 mil m^3 . Покрива площ от 1.07 km^2 , и има приблизителна дълбочина от 21.5 м. Изграден е с цел производство на електроенергия и за да се избягват наводнения.
- ▶ Водохранилището на Турчени. Бентът задържа 7.4 mil m^3 от водата в ННЗ. Общийят обем на езерото е 3.3 mil m^3 . Покрива площ от 1.5 km^2 . Изграден е с цел производство на електроенергия, водоснабдяване и за

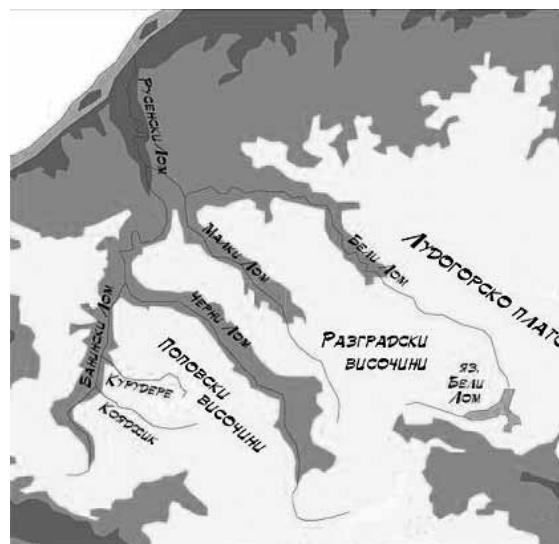
да се избягват наводнения.

- ▶ Водохранилището на Исалница. Бентът задържа 2.5 milона m³ NRL. Ползваемият обем на езерото е 1.4 mil. m³. Изграден е с цел водоснабдяване на производствените единици.

III.2. Речни потоци в област Монтана

III.2.1. Лом

Реката добива своето наименование от своите притоци Бели и Черни Лом, течащи заедно. Тече в североизточната част на България през областите Търговище, Разград и Русе и се влива в река Дунав край град Русе. Нейната дължина е 197 km, а басейнът и е 2 947 кв.км. Основният и годишен воден дебит е 222 x 106 куб.м. и 117 x 106 куб.м. в суха година (75%).



III.2.2. Цибрица

Цибрица е река в западната Дунавска равнина в северната част на България и е десен приток на река Дунав. Реката произтича от зоната на Широка планина („Wide Mountain“) на Пред-балкана близо до сръбската граница в посока североизток по диагонал на област Монтана. Източно от село Долни Цибър в община Вълчедръм, тече към река Дунав.

Река Цибрица има дължина от 87.5 km и отводнителен басейн от 933.6 кв. км. В Игнатово, близо до устието на Цибрица средният дебит е от 2 куб. м/сек. Водите на реката се използват за напояване. Ниското плато между Цибрица на запад и Огоста на изток е известно като Златия и е плодородна селскостопанска зона.

В древни римски времена, реката е била известна като *Ciabrus* а районът е бил населен от тракийски племена наречени Трибали.

III.3. Речни потоци в област Враца

Река Огоста е с най-голяма отводнителна система в Северозападна България. В своя воден басейн тя включва повече от 40 притока. Река Огоста е дълга 141 km, заемаща площ от повече от 3,110 km², със средна надморска височина

of 395 m, среден речен наклон от 11.4%, средна гъстота на речната система 0.73 km/km², и залесени площи 37%. Най-големият и приток е река Скат, която е дълга 134 km, с площ около 1,074 km², средна надморска височина 200 m, залесени площи 6%, среден речен наклон 2.8%, и средна гъстота на речната мрежа 0.27 km/km².

Производственият капацитет на такива промишлени сектори, като миннодобивната, химическата промишленост, хранително-вкусовата и селското стопанство, са вредили на природата предимно през 70-те години на 20 в. До и след ликвидирането на мините, голям дял на предприятията-замърсители през 1990 г. не е реализирана голяма ефикасна политика за околната среда. Бъдещето развитие на северозападния икономически регион, който е най-слабо развитият съгласно изискванията на ЕС за изпълнение и ефикасна екологична политика. До момента проучванията са концентрирани в единични части, отнасящи се до отделни компоненти. За тази цел е необходимо изпълнението на целенасочени оценки за околната среда. Целта на това проучване е да се ориентира към основни и изчерпателни оценки за екологичния товар на територията, върху която се прави проучването.

Разработката се основава на теоретични и методични принципи на системите за анализ на основните компоненти на природата и техногенетичната околнна среда и техните решения в съответствие със законодателството на България и на ЕС.



Река Огоста със своите над 40 притока образува добре развита речна мрежа, принадлежаща към район на Дунавските отточни води на Северна България. Най-силното речно течение се характеризира със зона на надморска височина над 1,600 m, където 85-90% от дъждовете се трансформират в речен поток; в зони с надморска височина от 600-1600 m този процент е около 40% средно; в зони с 300-600 m - 25%, и в равнинно -хълмисти части на басейна на

река Огоста и нейните притоци - само 10-12%. В карстовата област всички количества валежи са трансформирани в подземни води. Разграничават се четири зони в басейна на река Огоста, в зависимост от степента на изобилност на водата, т.е. количествата водни ресурси:

- ▶ Силно изобилстващ - терени над 1,400 м надморска височина, със среден годишен поток надвишаваш 800 mm;
- ▶ значително изобилстващ - със среден годишен течащ поток между 300 mm и 800 mm и надморска височина над 600 m;
- ▶ умерена водоносимост - със среден годишен течащ поток между 60 mm и 300 mm и надморска височина над 150 m;
- ▶ Слаба водоносимост - със среден годишен течащ поток между 15 mm и 300 mm и надморска височина до 150 m.

Изобилието на водите в басейна се променя от 1.8 пъти над средното до близо 2 пъти под средното ниво в зависимост това дали годината е добра или суха. Разпределението на водите на река Огоста по Дунавската равнина през месеците става по следния начин: в град Мизия максимума е през месец май - 49.60 m³/s и минимума през август - 2.13 m³/s; река Скат в село Нивянин - максимумът е през Март от 2.02 m³/s, а минимумът през август отново с 0.24 m³/s. Алпийските притоци на Огоста се характеризират с два поточни максимума през Май-юни и съответни два минимума Септември - Октомври.

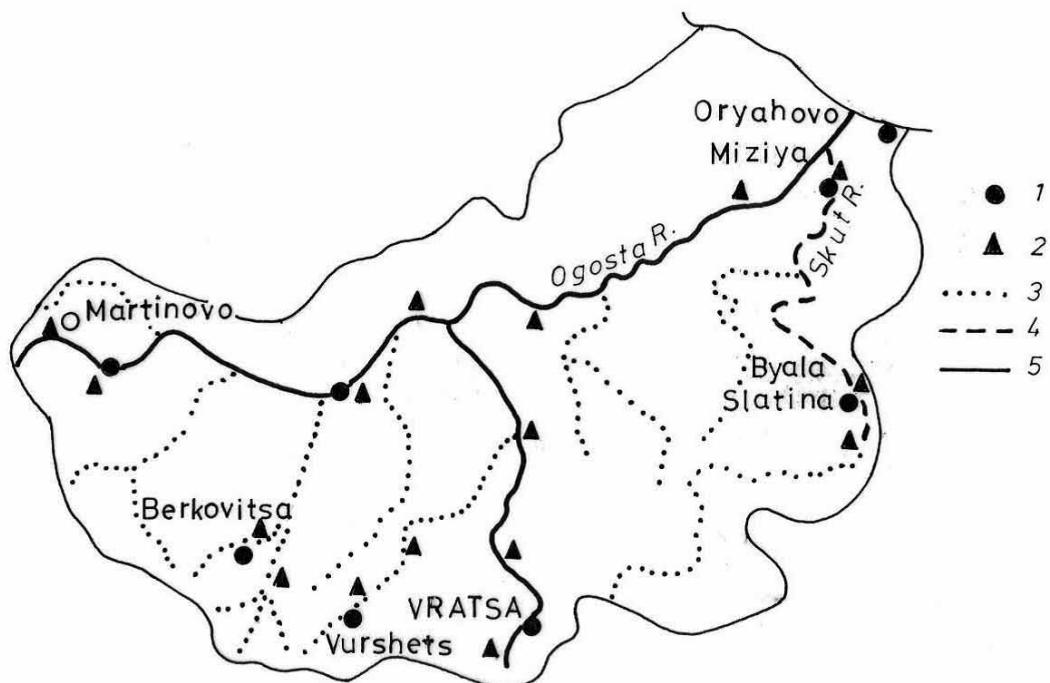
Речните разливи създават екологичен дискомфорт. Има идентифицирани между 3 и 7 случая на речни разливи за година. Според броя на наводненията на година могат да се идентифицират като: почти без наводнения - със средна честота на наводненията до три случая (малки реки в Дунавската равнина под 300 m надморска височина); с няколко наводнения - до 6 случая (долните течения на река Огоста и нейните притоци в Дунавската равнина) и умерени наводнения - 6-7 случая (горното течение на река Огоста).

Средните годишни температури на речните води варира както следва: река Берковица в град Берковица 8.8°C; река Ботуния във Вършец 7.7°C, и в село Стояново - 9.4°C; река Дългоделска Огоста в село Говежда 8.1°C; река Чипровска Огоста в град Чипровци 7.5°C; река Огоста в село Мартиново 8.1°C, в село Кобиляк - 11.1°C, и в град Мизия - 12.1°C

Качеството на водата на река Огоста се характеризира с химически съставки, повлияни силно от природните и антропогенните фактори. Водите в басейна на река Огоста се отнасят по отношение на образуване на CO₂: водите на реките Огоста и Скат в равнинните части е въглероден диоксид-калций-натрий са водите в изворните части на река Огоста (Мартиновска, Чипровска и Дългоделска Огоста). Основата на соленост на водите на реките в Дунавската равнина е около 300-400 mg/dm³, като надморската височина в единичните части на басейна се покачва и варира между 500 и 1,000 mg/dm³. Отклонения от стойностите на основата на соленост са забелязани във всички антропогенно замърсени зони. До 1990 г. водите са били напълно замърсени с отложени вещества в местата за изхвърляне на отпадни води от заводите заrudодобив

в Мартиново и завода Седмочисленици в Згориград са се изхвърляли в двете реки Мартиновска и Вартешница. Количествата на тези вещества разтворени в контейнер е било 1,498,000 kg/ден и 1,204,000 kg/ден съответно. Понастоящем само завода в Згориград работи, но количеството на отложени вещества, изхвърлени в контейнери не е обявено. Други големи замърсители до 1990 г. са: целулозният завод в град Мизия (изхвърлящ отложени частици във водите на река Скат, количество от 28,154 kg/ден), химичните заводи край Враца (заедно с други 38 малки предприятия, чието количество отложени частици възлиза на 13.163 kg/ден) и циментовия завод в село Бели извор (изхвърлящ отложени частици във водите на река Ботуния количество от 6,050 kg/ден). Според данни на Цачев (1973г.) количеството отложени частици, изхвърлени в басейна на река Огоста от повече от 110 предприятия, заводи, мини и рудници надвишаващи 2,779,843 kg/ден. Същият автор изследва замърсяването на водите в басейна на река Огоста с отпадни води от битови източници. Градовете Монтана, Берковица, Вършец, Враца, Бяла Слатина и Мизия са обявен за най-големи замърсители. Количество на отложени частици, изхвърлени в реките там надхвърля 2 т/ден. След 1990 г. като най-замърсена част е обявена зоната между градовете Монтана и Берковица, а силно намалено е водното замърсяване в останалите части. Според международни критерии степента на замърсяване на водите в басейна на река Огоста навлиза в I, III и IV категории.

Карстовата подземна вода е много важна за наличието на сладководни източници. Най-големите карстови извори в региона се намират в следните населени места: Монтана ($600 \text{ dm}^3/\text{s}$), Кобиляк ($900 \text{ dm}^3/\text{s}$), Бели извор ($600 \text{ dm}^3/\text{s}$), Враца ($1,550 \text{ dm}^3/\text{s}$), Паволче ($2,000 \text{ dm}^3/\text{s}$) и Лютаджик ($12,500 \text{ dm}^3/\text{s}$).



Минералните водни източници във Вършец, със своето съдържание на азотна група, високо съдържание на радон и температура от 38°C го правят

подходящ за развитието на балнеология.

В басейна на река Огоста са изградени повече от 180 язовира - за напояване (язовир Огоста в Монтана), за водоснабдяване (язовир Среченска Бара и за снабдяване с електричество (язовир на каскадата Петрохан). Голяма част от тези язовири имат капацитет под 10 мил. м³, като най-големите са язовирите Среченска Бара с капацитет вариращ между 10 и 100 мил. м³ и язовир Огоста, чийто капацитет надвишава 500 мил. м³.

III.4. Речни потоци в област Плевен

III.4.1. Искър

Река Искър е най-дългата река в България, извиреща от Рила планина, течаща в посока север към центъра на страната, с дължина е от 3,639 km, и реката има общ водосборен басейн от 8,646 km².

Река Искър се влива в река Дунав, на северната граница на България. Средният годишен обем на вливащи се в реката води е между 716 milionna m³ (на връх Нови Искър в средното Искърско дефиле) до 1,325 milionna m³ (в края на дефилето около село Ребарково). Проектът няма да засегне цялостния обем на водите, вливащи се в Искър, нито ще има въздействие върху течението на река Дунав, на когото Искър е приток.

Река Искър е под контрола на Дирекция Водни басейни- Дунавски регион, която е част от Министерство на Околната среда и водите. Тази Дирекция бе включена в подробен съществуващ преглед от страна на ЕIA и е била от голямо значение в развитието на условия за издаване на разрешително за развитието на този Проект.

Съществената солидна геология варира от седиментни скали, като пясъчници и варовици, до вулканични скали каквито са шистите и баласта. Освен карстовия варовик, нито едни от тези формации не представляват значими подземни водоизточници.

Качеството на водите на Среден Искър, повлияно от замърсяването от широк кръг източници е:

- ▶ Пречистване на използвани води от битови и индустриски потребители от София. Особено по време на високи води, непречищената канализация и мръсна вода се изхвърлят директно в реката;
- ▶ Непречищените ползвани води от населени места в близост до река Искър, които се оттичат в нея;
- ▶ Промишлените отпадни води от Кремиковци се изхвърлят в река Лесновск, която е приток на Искър, и която се влива в горното и течение в Искърското дефиле;
- ▶ Бунище и боклук във водата и

► Изхвърляне на непречистените води от селата по поречието на реката.

Историческите проучвания за качеството на водата, както и основното проучване, предприето от страна на ЕА, показва, че качеството на водите на Река Искър е предмет на "импулси" от замърсявания, свързани с голямото количество валежи. Обаче, качеството на водите на Река Искър бавно се подобрява през последните двайсет години, с инсталацирането на нови Водопречиствателни станции в София и в други градове. Преди тези подобрения, реката е била значително замърсена и с много ограничено количество риба в нея. Има малко налични данни относно седиментния товар в реката. Едно проучване, извършено през 1973 г., на база което е изчислено, че 4,750,400 м³ плаващи седименти и 475,040 м³ влечещи седименти, минават през каскадите на реката за година.



Седиментите утаени в Искърската долина са били взети за пробы и анализирани за съдържание на замърсители, за да се оцени нивото на въздействието от промишлените и битови отточни води, влизащи в реката. Извършеният анализ показва, че в седиментите има повищено съдържание на тежки метали, петрол и органични химикали. Въздействието на тези седименти върху качеството на водите ще се управлява по време на строителната програма на Министерството на околната среда и водите.

Ползването на водите в Среден Искър е ограничено. Основният източник на напояване (за домашни зеленчукови градини) е питейната вода. Питейната вода се черпи от потоци и езера в обкръжаващите планини. Няма данни за подземни води в тази зона. Средният Искър се ползва за някои дейности за отдих, включително риболов и водни спортове (кану, каяк и рафтинг).

III.4.2. Вит

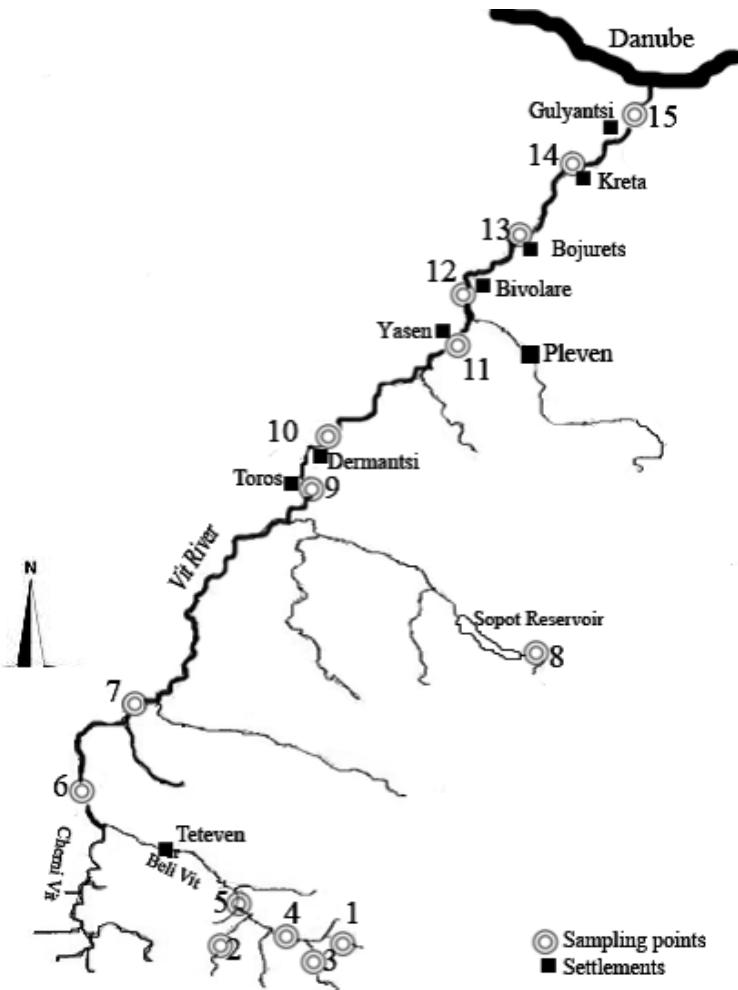
Река Вит започва след сливането на Бели Вит и Черни Вит, извиращи от Стара планина. В горното течение на реката склоновете достигат до 200 0/00, но в Тетевен склонът е по-нисък - 100/00. Средният склон на реката е 9.6 0/00, гъстотата на речната мрежа е много малка - 0.5 км/км². Формата на вододела (наклона по който се стича водата) е продълговата (средна ширина - 25 км) с общ брой притоци само десет. Средната надморска височина е около 400 м.

Планинската част е покрита с гори и пасища. Надолу по течението речната долина се разширява и около речният поток се появяват култивирани площи. Характерът на водното корито на вододела продължава до сливането двете реки. След това течението на Вит продължава в посока север в по-голяма долина с ниски склонове на бреговете до последния сектор на проучвания подземен вододел - село Търнене в средната част на реката. Напречният разрез има формата на трапец и територията около реката се състои от пасища, градини и полета.



Пълноводието на река Вит, след справка с годишните хидрографики, показва два максимума - най-голям през пролетта (март-май) и вторичен, обикновено по-малък през есента (октомври-ноември). Основната причина за годишните максимуми са честите интензивни валежи и топящите се снегове, попадащи във водното корито през пролетния сезон. Най-ниско пълноводие се

забелязва в края на лятото (август-септември), но някои отделни покачвания на водите са регистрирани в този период, в резултат на валежите през лятото. Средното водно оттиchanе в град Тетевен е около $4.34 \text{ m}^3/\text{s}$ или 137 miliona m^3 разпределен предимно през пролетния висок прилив - 40%, вторичен есенен прилив - 40% и останалата част от годината - 20%. Средното водно оттиchanе в град Садовец е около $12.14 \text{ m}^3/\text{s}$ или 380 miliona m^3 . Средното водно оттиchanе в село Търнене е около $13.00 \text{ m}^3/\text{s}$ или 410 miliona m^3 .

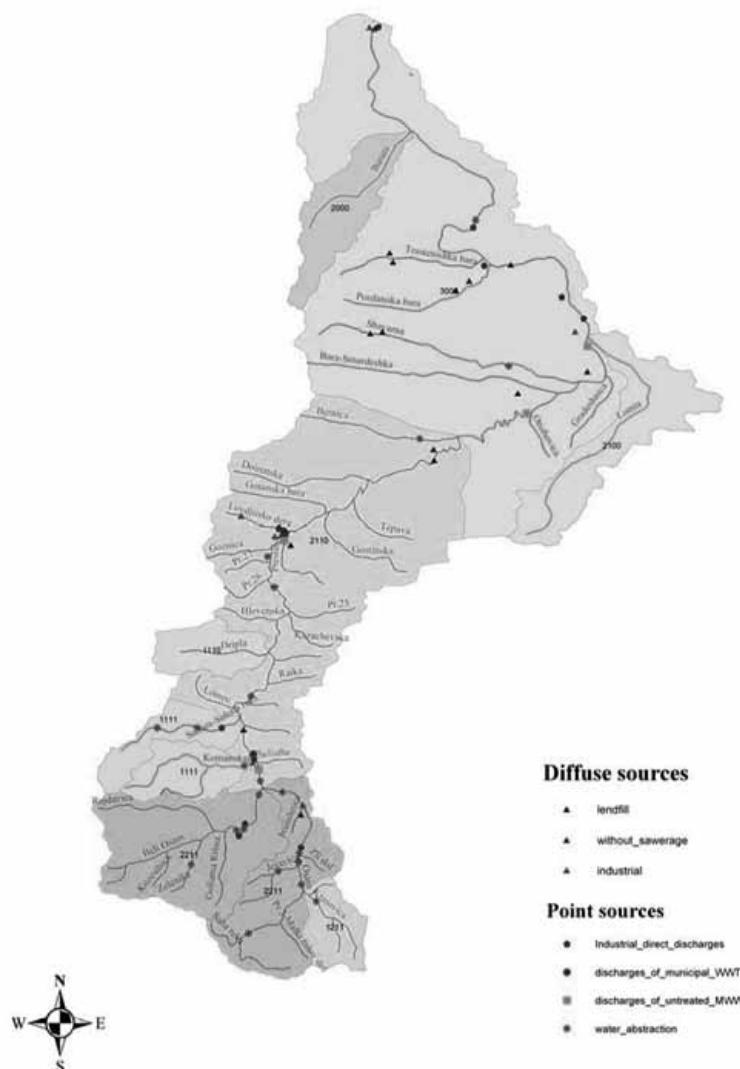


В коритото на Горен Вит има три мониторингови хидрометрични станции в град Тетевен (Бели Вит - открита през 1938 г.), в село Садовец (главното течение на Вит - открита през 1935 г.) и в село Търнене (главното течение на Вит - открита през 1935 г.). За настоящето проучване от потоците се събират всеки ден за периода 1991-2006 г. Данни за валежите за пет дъждосъбирателни станции в речното корито са събрани за същия период- станциите Рибарица, Тетевен, Лесидрен, Угърчин и Садовец.

III.4.3. Осъм

Басейнът на река Осъм включва части от Стара Планина, подножието на Дунавската равнина. Планината около Троянския балкан обхваща северните

склонове на част от Предбалкана между Капуджика (1.521 м) и връх Ботев (2.376 м). Дълбоките и отвесни долини, които минават през билото на Стара планина в посока североизток към река Бели Осъм, разделят северния склон във вертикални и хоризонтални хълмове.



Тази част от Балкана като цяло се характеризира със стръмни южни склонове и не толкова стръмни северни склонове. Северните склонове са пресечени от реки и разделени на много хълмове в посока юг-югоизток, север-северозапад и северозапад - югоизток. По-важните планински била и хълмове от Изток на запад са: Гребана, Дебели дял, Жидов дял, Присоето, Турлата, Рата, Шипковски ръд и други. На север от Шипковски ръд към долината на река Калник има върхове, ридове и хълмове, които са свързани по различни пътища с планина Васильовска. На-важните са Голяма Ижварленка и малка Ижварленка, Урсел, Момински камък и др.

Басейнът на река Осъм покрива много плодородни, обработвани площи. В планинския район и в подножието, повърхността е заета от малки полета, повечето от които показват сложен релеф и сиви горски почви, алувиални и горски почви и алувиални пасища. Значителна част от обработваемата площ в

средното течение на реката има различни релефни форми и стръмнини. Пре-
димно със съдържание на карбонати, типичен и избледнял чернозем и алу-
виални почви и алувиални пасища. Зоната на устието на река Осъм е покрита
с алувиални и алувиално-пасищни почви, и карбонатни черноземи. Низината
на Беляне има потъмнели карбонатни почви и типичен чернозем и алувиални
почви и алувиални пасища.



В басейнът на реката се отглеждат много зърнени култури (пшеница и царевица). Дялът на специализираните култури, плодове, зеленчуци и трайни култури е малък.

Глава IV

Описание на технологиите, използвани в строителството на хидроелектрически централи

IV.1. Конфигурация на обекта

Целта на хидроелектрическата схема е да превръща потенциалната енергия от вода, течаща в реки в пад на турбина (използва се терминът „напор“), в електрическа енергия в долния край на схемата, където се намира електроцентралата. Производителността на енергия от схемата е пропорционална на течението и на напора.

Обикновено схемите се класифицират съгласно „напора“:

- ▶ Висок напор: 100-м и повече
- ▶ Среден напор: 30 - 100 м
- ▶ Нисък напор: 2 - 30 м

Тези обхвати не са строги, но са просто средства за категоризация на обекти.

Схемите могат да бъдат определени също така като:

- ▶ Схеми за течението на реки
- ▶ Схеми с електроцентрали, монтирани в основата на язовир
- ▶ Интегрирани схеми в канали или водоснабдителни тръби

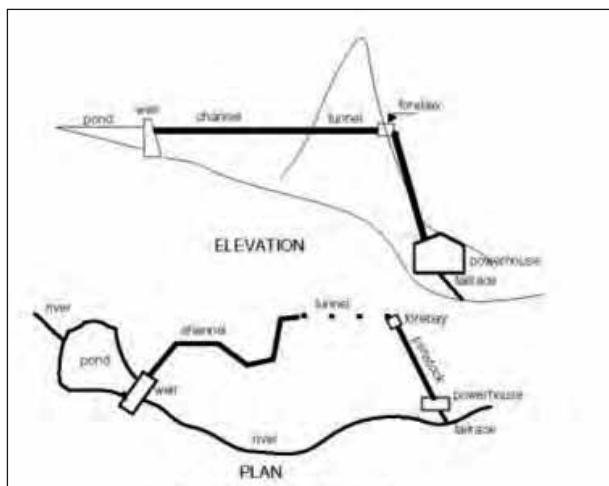
IV.1.1. Схеми за течение на реки

Схемите за течение на реки са разположени, където турбините генерират електричество, тогава когато водата е налична и се предоставя от реката. Когато реката пресъхне и течението падне под определените стойности или минималния технически поток за турбина, добивът спада.

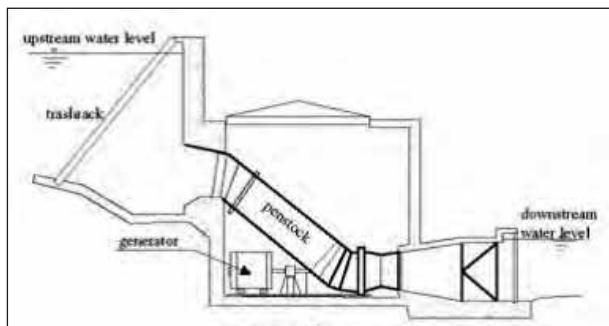
Схемите със среден и висок дебит ползват преливниците за пренасоч-

ване на водата към входния канал, и след това я пренасят до турбините през напорни тръби или напорни водопроводи. Напорните водопроводи са скъпи и съответно този проект не е рентабилен. Друга алтернатива (фиг. 1.1) е да се пренесе водата по канал с малък наклон, течащ покрай реката до входния канал под налягане или шлюз и след това през къс напорен водопровод до турбините. Ако топографията и морфологията на терена не позволява лесното поставяне на канал, тръбата с ниско налягане може да се окаже по-рентабилен вариант. В отверстието на турбините, водата се изхвърля в реката чрез улей.

Понякога малко водохранилище, складиращо достатъчно вода, за да функционира само в пикови часове, когато цените на електричеството са високи, може да се изгради чрез преливник, или изкуствено езерце с подобни размери може да се построи в шлюза.

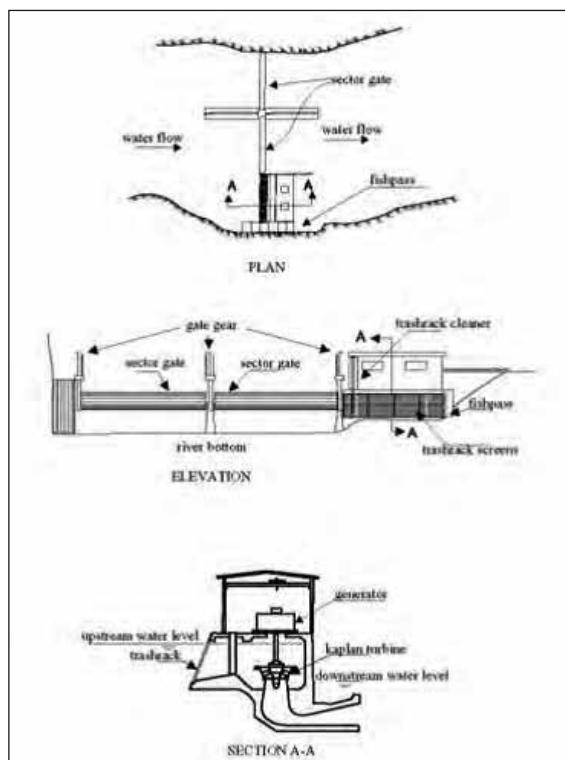


фиг. 1.1



фиг. 1.2

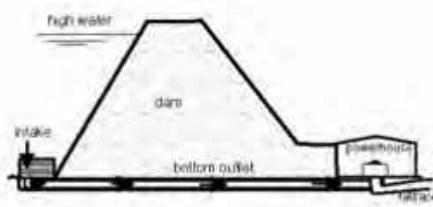
Схемите с нисък напор са подходящи за изграждане в долините на реките. Могат да бъдат избрани два технически варианта. Единият е ако водата се пренасочва към входен канал къс напорен водопровод (фиг. 1.2), докато в схемите с висок напор се изгражда малко язовирче, снабдено със секторни порти и интегриран входен канал за всмукване (фиг. 1.3), електроцентрала и рибарска стълбичка.



фиг. 1.3

IV.1.2. Схеми на електростанции в основата на язовир

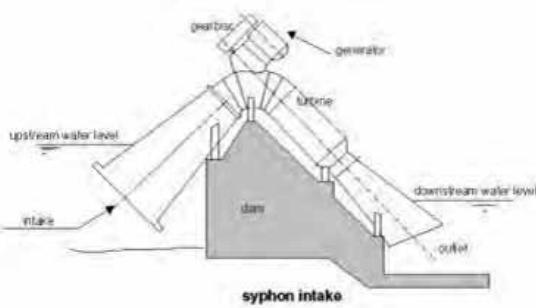
Малките водоцентрали не могат да си позволят голямо водохранилище, за да функционира електроцентралата, когато е най-уместно, разходите за относително голямо водохранилище и хидравличните съоръжения биха били много високи, за бъде едно такова решение рентабилно. Но ако все пак един такъв язовир е вече изграден за други цели, като например контрол на наводненията, напояване, водоснабдяване в големите градове, за забавления и др., - възможно е да се произвежда електричество, като се ползва дебитът, съвместим с неговото фундаментално ползване или екологичния поток на водохранилището. Основният въпрос е как да се свърже горното и крайното течения с водния канал и как да напасне турбината във водния канал. Ако язовирът има вече изходен канал на дъното, виж фиг. 1.4, за възможно решение.



фиг. 1.4

При условие, че язовирът не е толкова висок, ще се инсталира сифон като входен канал. Интегралните сифони- входни канали (фиг. 1.5) предоставят

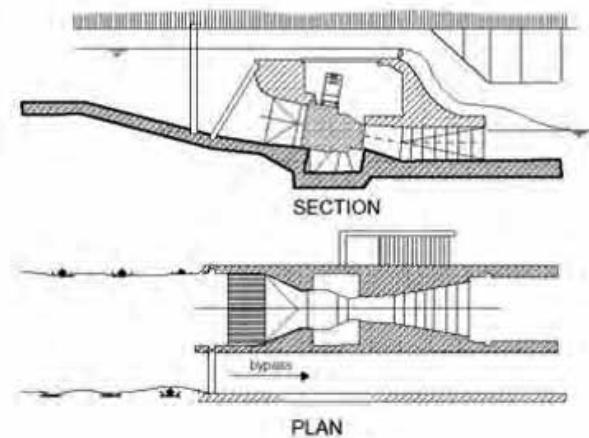
елегантно решение в схеми, общо, с напори до 10 м и за станции до около 1000 kW, въпреки, че има примери за сифони-входни канали с инсталиран капацитет от до 11 MW (Швеция) и напори до 30.5 м (САЩ). Турбината може да бъде позиционирана както на върха на язовира, така също и от страната на долното течение. Електростанцията може да бъде доставена предварително оформена след строителните работи и инсталарирана без съществени модификации в язовира.



фиг. 1.5

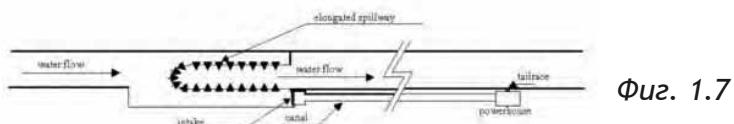
Два вида схеми могат да бъдат проектирани за използване като напоителен канал:

- ▶ Каналът се разширява за да се настанят входен канал, електростанция и улей и страничен обход. Фиг. 1.6 показва схема от този вид, с подводно ел. оборудване с Калпанова турбина с прав ъгъл. За охрана на водата за напояване, схемата трябва да включва странични обходи, както е посочено на фигурата, в случай на затваряне на турбина. Този вид схема може да бъде проектирана като за канал, като допълнителни работи, докато каналът работещ с пълен капацитет би била много скъпа опция.



Фиг. 1.6

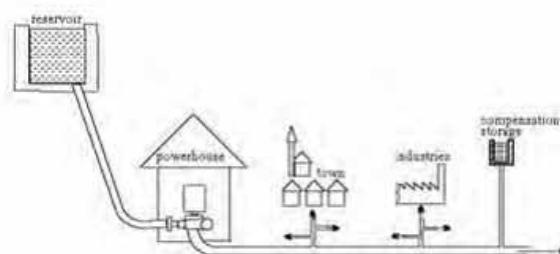
- ▶ Ако каналът вече съществува, схема като тази от фигура 1.7 е подходящо решение. Каналът може леко да се разшири, за да включи входен канал и преливник. За да се намали ширината на входния канал до минимум, ще се инсталира удължен преливник. От входния канал, шлюзът покрай канала доставя вода под налягане за турбината. Водата минава през турбината и се връща в реката през къс улей.



Фиг. 1.7

IV.1.3. Интегрирани схеми в системата за водна абстракция

Питейната вода се доставя в града, чрез пренасяне на водата от водохранилище от горното течение на язовира посредством помпа под налягане. Обикновено в този вид инсталация, разпръскването на енергията от долнния край на помпата към входа на Водопречиствателната станция е достигнато чрез ползването на специални клапи. Поставянето на трибуна в края на тръбата, за да превръща тази загубена енергия в електричество, е атрактивен вариант, при условия, че феноменът воден/хидравличен удар бъде избегнат. Свръхналягането на водния удар е особено критично, когато турбината е монтирана върху старата тръба с налягане. За да се гарантира водоснабдяване през цялото време, трябва да бъде монтирана система от отклонителни клапи. В някои системи за водоснабдяване, турбините изхвърлят вода в открити езерца. Системата за контрол поддържа нивото на езерото. В случай на механично затваряне на турбината или авария в нея, системата на отклонителните клапи също може да поддържа нивото на езерото. В някои случаи, ако основната отклонителна/бай-пас клапа не функционира и се появи свръх-налягане, спомагателна отклонителна/бай-пас клапа бързо се отваря от противотежестта. Всички затваряния и отваряния на тези клапи трябва стават бавно, за да се запазят отклоненията в налягането в допустимите норми. Системата за контрол трябва да бъде по-комплексна в тези системи, където изходният канал на турбината е обект на контра-налягане на мрежата.



Фиг. 1.8

IV.2. Планиране на малки водноелектрически схеми

Окончателният проект или схема идва в резултат на комплексен и повтарящ се процес, където има отнасяне към въздействието върху околната среда и различните технологични опции. Така се остойностяват те и се извършва икономическа оценка.

Въпреки, че не е лесно да се предоставят подробни указания, за това как се оценява една схема, е възможно да се опишат фундаменталните стъпки, които трябва да се следват, преди да се вземе решение, ако някой ще прибегне до подробно проучване за осъществимост или не. Списък с проучванията, които трябва да се извършат:

- ▶ Топография и геоморфология на обекта.
- ▶ Оценка на водоизточниците и потенциала, който ще се генерира
- ▶ Избор на обект и основно трасе плюс хидравлични турбини и генератори и техния контрол
- ▶ Оценка на влиянето върху околната среда и мерките за смекчаване
- ▶ Икономическа оценка на проекта и финансов потенциал
- ▶ Институционална рамка и административни процедури за получаване на необходимите съгласия

Водните течения около природни или направени от човека канали, движещи се от тръби с ниско и високо налягане, разливащи преливници на бентове и задвижване на турбини включват прилагането на фундаментални инженерни принципи в течни механизми. В Глава 2 са разгледани тези принципи заедно с кратките пътища, произлезли от опита, натрупан от векове в изграждането на хидравлични системи.

За да се реши дали една схема е осъществима, е необходимо да се започне оценяване на съществуващите водните източници на обекта. Енергийният потенциал на схемата е пропорционален на продукта на потока и напора. С изключение на много слаби напори, брутния напор може обикновено да се счете за постоянен, но потока варира през годината. За да се избере най-подходящото хидравлично оборудване и да се изчисли потенциалът на обекта с изчисления на годишната енергийна производителност, кривата на продължителността на потока е най-полезна. Единично измерване на мигновено течение в поток има малка стойност.

Измерването на брутния напор изисква топографско заснемане. Получените резултати, ползвайки геодезичен еркер и инструменти е доста точно, но съвременните подходи в оборудването за електронно заснемане прави топографското заснемане много по-лесно и бързо. За да се произведе крива на продължителността на течението в неоразмерен обект. Това изисква по-дълбоко разбиране на хидрологията.

Различни методи на измерване на количеството на течащата вода в поток са анализирани и са дискутирани хидрологични модели за изчисление на режима на течението в поток в неоразмерени обекти.

Техники за ортофотография, RES, GIS, геоморфология, геотектоника, и др. - се използват днес за оценка на обекта. Анализирани са и обяснени са заключенията относно как те биха могли да бъдат избегнати. В Глава 5 са обяснени основните планове и хидравличните съоръжения, като бентове, канали, преливници, входни канали и шлюзове, са подробно проучени.

Може да е необходимо получаването на ОВОЗ за изграждането на схемата и оползотворяването на наличните води. Въпреки няколото последни проучвания, които показваха, че малките хидроцентрали не произвеждат вредни емисии в атмосферата, нито произвеждат токсични отпадъци, и не допринасят за климатичните промени, проектантите ще извършват всички необходими мерки за намаляване на местните екологични влияния.

За съжаление последните дерегулатации за повечето електрически индустрии в ЕС е направило трудно установяването на обща процедура, която да бъде следвана. Преди няколко години ESHA разработи (декември 1994 г.) от името на Е.С. DGXVII, доклад за „Малките водни енергии. Обща рамка за законодателство и процедури по оторизация „, и въпреки, че не е ток, има много валидни аспекти. Докладът е наличен на интернет адрес: www.esha.be, на интернет страницата на ESHA. Други важни разглеждания за тези, които правят разработките и трябва да вземат предвид тарифите за зелена и основна енергия и административните процедури за присъединяване към електрическата мрежа. Това зависи от енергийната политика и институционалната рамка на всяка страна.

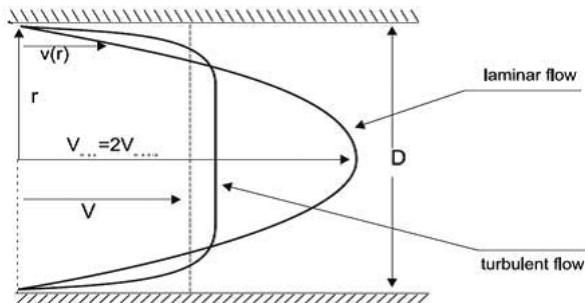
IV.3. Воден поток в тръби

Един воден корпус ще има потенциална енергия на основание на неговата скорост и вертикална височина, с която капе, (като разлика от водните нива е това, което задвижва водния поток), което е известно като “напор.”. Тази енергия е “гравитационна потенциална енергия.” Това е продукт на масата, ускорението, дължащи се на ефекта от гравитацията и на напора ($m \cdot g \cdot h$) и се изразяват в Джоули (J). Енергийният напор във вода течаща в затворен проводник от кръгово напречно сечение, под определено налягане, е дадена с уравнението на Бернули:

$$H_1 = h_1 + \frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g}$$

За отворен канал, се прилага същото уравнение, но с период P_1/γ заместен от d_1 , в дълбочината на водата.

Ако водата се допусне да тече много бавно в дълга, права, стъклена тръба с малка дупка, в която се пуска струя оцветена вода във входа на тръбата, оцветената вода ще се появи като права линия по цялата дължина на тръбата. Този ефект е известен като ламиниран (слоест) поток. Водните потоци в слоевете, като серия от тънки стенни концентрирани тръби. Външната виртуалната тръба прилепва до стената на същинската тръба, докато всяка от вътрешните се движи с малко по-висока скорост, която достига максимална скорост близо до центъра на тръбата. Скоростта на разпространение има формата на парабола и средна скорост (фиг. 2.1) е 50% от максималната скорост на централната линия.



фиг. 2.1

Ако силата на потока постепенно нараства, се достига до точка, когато слоят поток изведнъж се чупи и се смесва с обкръжаващата го вода. Частиците в близост до стената се смесват с тези в средния поток, движейки се с по-голяма скорост, и ги укротяват. В този момент течението става турбулентно, и кривата на скоростта на разпространение е по-плоска. Експерименти направени от Осбърн Рейнолдс, в края на 19ти век, откриват че преминаването през ламинарното течение към турбулентно зависи, не само от скоростта, но и от диаметъра на тръбата и скоростта на течността, и е съотношение между инертната сила и вискозната сила. Това съотношение е известно като числото на Рейнолдс и може да се изрази, в случай на кръгли тръби.

От тези експерименти се установи, че за потока в кръгла тръба, критично то число на Рейнолдс е около 2000. Всъщност този преход не винаги се случва точно при $Re=2000$, но варира в зависимост от условията. Обаче има повече от една преходна точка, и това което съществува е преходен обхват.

IV.3.1. Преходен поток

В равномерни потоци, където изтиchanето се счита за постоянно с времето, оперативното налягане във всяка точка покрай напорния водопровод е равна на напора на водата над тази точка. Ако се появи внезапна промяна на потока, например когато операционната система или контролната система, отворят или затварят врати много бързо, внезапната промяна в скоростта на водата може да причини опасни високи и ниски налягания. Тази вълна на налягане е известна като воден удар или прииждане, и ефектите от нея могат да бъдат драматични. Напорният водопровод може да се пръсне от свръх-налягане или срив, ако налягането спадне под атмосферното. Въпреки че е преходно, прииждащото налягане, предизвикано от феномена „воден удар“ може да бъде с магнитуд няколко пъти по-голям от статичното налягане, дължащо се на напора. Съгласно втория закон за движението на Нютон, силата развита в напорен водопровод, от внезапна промяна в скоростта, ще бъде:

$$F = m \frac{dV}{dt}$$

Ако скоростта на водната колона може да бъде намалена до нула, произлязлата сила става безкрайна. Защастие това не е възможно на практика;

механичната клапа изисква известно време за тоталното затваряне на стените на тръбата, а те съответно не са изцяло твърди и водната колона под голямо налягане е несвиваема.

Следното описание, полазва как промяната в скоростта, породена от внезапното затваряне на вратата, или клапата, в края на тръбата създава вълна на налягане, която преминава по дължината на тръбата. Първоначално водният поток със скорост (V_0) е показан на (a). Когато вратата е затворена, водният поток в тръбата има наклонност да продължи да тече, породен от импулс. Понеже този импулс спира със затварянето на вратата, той предизвиква "верижна реакция" след себе си, кинетичната енергия на элемента на вода, намиращ в най-близо до вратата е превърната в енергия на налягане, която леко свива водата и разширява периферията на тръбата в тази точка (b). Това действие се повтаря от следните елементи на водата (c), и предната вълна с повищено налягане преминава по дължината на тръбата докато скоростта на водата V_0 е разрушена, водата се сгъстява, а тръбата се разширява по цялата си дължина (d). В този момент, кинетичната енергия на водата е превърната в енергия на напрежение (под повищена натиск) и енергия на напрежение на тръбата (под повищено напрежение).

Понеже водата във водохранилището остава под нормално статическо напрежение, а водата в тръбата сега е под повишеното налягане, потокът се запазва и се засилва отново във водохранилището със скорост $V_0(e)$. Тъй като водата под компресия започва да тече отново, налягането във водата е намалено до нормалното статично налягане. Вълната на "разтоварване" на налягане тогава тече надолу по тръбата към вратата (f), докато цялата енергия на напрежението стане обратно кинетична енергия (g). Обаче, за разлика от случай (a), водата сега тече в обратна посока и поради нейния импулс, водата се опитва отново да поддържа тази скорост. Правейки това, тя опъва елемента на водата най-близо до вратата, като намалява налягането там и свива тръбата (h). Това се случва с последователни елементи на водата и вълна на отрицателно налягане се разпространява обратно до водохранилището (i) докато цялата тръба е под компресия и водата е под намалено налягане (j). Тази вълна на отрицателно налягане може да има същият абсолютен магнитуд като вълната на първоначалното положително налягане, ако се допусне че не съществуват загуби от триенето. Скоростта тогава се връща към нула, но пониженото налягане в тръбата в сравнение с това във водохранилището кара водата да се върне обратно в тръбата (k). Намаляването на прилива се връща обратно към вратата (e) докато целият цикъл е завършен и започне втори (b). Скоростта, с която предното налягане се движи е функция на скоростта на звука във вода, модифицирана от еластичните характеристики на материала на тръбата. В действителност, тръбата в напорния водопровод обикновено е наклонена, но ефектът остава същия, с налягане на прилива във всяка точка на тръбата прибавен или изведен от статичното налягане в тази точка. Също така ефектът на намаляване на триенето в тръбата поражда кинетичната енергия на потока за постепенното разсейване и колебания в амплитудата на налягането, които намаляват с времето. Въпреки, че някои клапи се затварят почти внезапно,

затварянето обикновено трае няколко секунди. Все пак, ако клапата се затвори преди първоначалното налягане на прилива се върне в края на вратата на тръбата (g), налягането на върхът ще остане непроменено - цялата кинетична енергия, съдържаща се във водата най-близо до вратата ще бъде евентуално трансформирана в енергия на напрежение и ще даде резултат в същия връх на налягане, както ако вратите са се затворили внезапно. Обаче, ако вратата се е затворила само частично, с времето първоначалното налягане на прилива се върне във вратата (g), не цялата кинетична енергия ще се превърне в енергия на напрежение и налягането на върха ще бъде по-ниско. Ако тогава вратата продължи да се затваря, което би довело до намаляване положителното налягане на прилива причинено от негативното налягане (h) прилив, която се е образувал, когато вратата е започнала първоначално да се затваря. Постепенно, ако вратата се отвори или затвори повече пъти, отколкото е необходимо за налягането на прилива да се движи към водохранилището и обратно към вратата, налягането на върха на прилива е намалено.

Скоростта на вълната или скоростта на звука във водата е приблизително 1420 м/с. Обаче, вълната на скоростта в тръбата - скоростта, с която приливното налягане преминава по тръбата - е функция, както на еластичните характеристики на водата, така и на материала на тръбата.

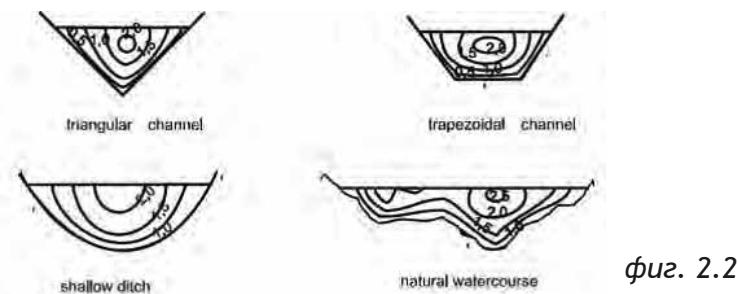
V може да бъде приета за равна на скоростта на първоначалния поток на скоростта V_0 . Обаче, ако е по-голяма от T_c , тогава вълната на налягането достига клапата преди тя да се е затворила напълно, и свръх-налягането няма да се развие напълно, понеже отразената негативна енергия ще компенсира за покачването на налягането.

IV.3.2. Воден поток в отворени канали

В затворени тръби водата покрива цялата тръба, в отворените канали винаги има свободна повърхност. Нормално, свободната водна повърхност е обект на атмосферно налягане, общо назовано като нулево налягане, и обикновено се счита постоянно за цялата дължина на канала. По определен начин този факт, чрез сваляне на границата на налягането улеснява анализите, но в същото време поставя нова дилема. Дълбочината на водата се променя с условията на потока, и в неспокойни води нейното изчисление е част от проблема. Всеки вид канал, даже и в права посока, има три-измерено разпространение на скоростта. Добре установен принцип във флуидната механика, е че всяка частица при контакт с твърда стационарна граница има скорост нула. Фигура 2.10 показва линиите на изо-скоростта в каналите с различен профил. Математическият подход се базира на теорията на граничния пласт; инженерният подход трябва да се занимае със средната скорост V .

Едно спокоеен поток в канал се счита за такъв, когато дълбочината във всеки участък по протежението не се променя с времето, и неспокойно е когато се променя с времето. Потокът в отворен канал трябва да е постоянен, ако

дебитът и дълбочината на водата във всеки участък не се променя с времето. Съответно, смята се че е променлив, когато дебитът и водната дълбочина се променят по протежението на канала. Неравномерен поток е рядко явление, и когато има равномерно течение, възможно е да се появи спокойно равномерно течение. Спокоен променлив поток често се отнася до постепенен или бърз.

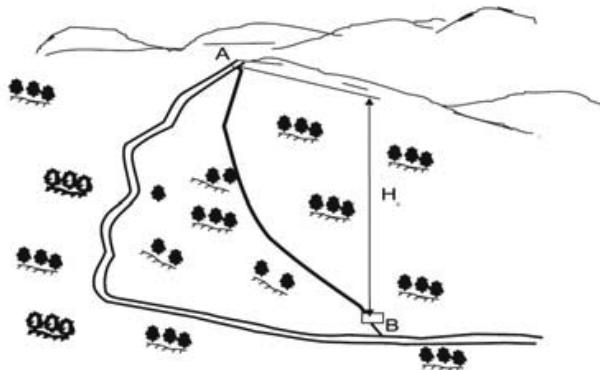


IV.4. Парен поток

Цялото произвеждане на водна енергия зависи от падащата вода. Това прави хидроенергията твърде зависеща от местоположението. На първо време е необходимо достатъчен и наличен парен поток. На второ място, топографските условия на обекта могат да позволят постепенното понижение на реката в речното протежение да бъде концентрирано в една точка, давайки достатъчен напор за добиване на енергия. Този напор може да се получи, чрез изграждане на бентове във водата, паралелно на реката във водния канал с малки загуби на напор в сравнение с естествените потоци, или много често, от комбинация между двете. Планирането на експлоатирането на водите от протежението на реката или специфичен обект е едно предизвикателство, с което се сблъскват хидро-инженерите, тъй като на практика има многобройни начини, по които една река може да бъде използвана.

Един инженер хидролог трябва да намери оптималното решение за конфигурацията на централата, включително вида на бента, системата за преносване на вода, инсталирания капацитет на добив, разположението на различните съоръжения и др. Успехът на един хидро-инженер зависи от опита и най-вече от „артистичния“ му талант, тъй като не е възможен един стриктен математически подход на оптимизация, поради множеството възможности и специфики на строителните площиадки (обекти).

Когато се определи една строителна площаадка за подходящо място за изграждане на хидроцентрала от топографкса гледна точка, първата задача е да се проучи наличността на адекватно водоснабдяване. За неоразмерено речно корито, където не са наблюдавани оттоци/дебити от дълго време, тук се включва науката хидрология, учението за дъждовете и движението на потока, измерването на оттиchanето на басейна, резервоарните зони, транспортирането на изпаренията и геологията на повърхността.



Фигурата илюстрира как водният поток от точка А към точка В, с коти/височини ZA и ZB, губи потенциалната енергия съответстваща на капка във височина. Тази загуба на потенциална енергия се появява независимо от пътеката по протежение на водния канал или през отворения канал, напорния водопровод и турбина. Загубата на потенциална енергия може да бъде превърната в загуба на енергия чрез следното уравнение:

$$P = Q \cdot H_g \cdot \gamma$$

Водата може да следва речното корито, губейки енергията си чрез фрикциония и турбуленция в резултат от покачване на температурата по краищата на водата. Или може да тече от А към В чрез система за изкуствено пренасяне на вода с турбина в долния си край. В този случай, енергията ще се ползва най-вече за задвижване на турбина, и малка част от енергията се губи във фрикциония във водопреносната система. В последния случай, загубата на енергия, преминаваща през турбината ще се превърне в механична енергия и тогава, чрез ротация на генератора ще се произведе електричество.

Целта е да се намалят разходите за строителство, докато се съхранява максималната стойност на наличната енергия за въртене на генератора. За да се изчисли водния потенциал, трябва да се знае вариацията на изпразване през цялата година и колко голям е наличният напор. В най-добрите обстоятелства хидрологките органи биха инсталирали една инсталация за измерване по протежение на потока, и редовно ще се събират данни за движението на потока за няколко години.

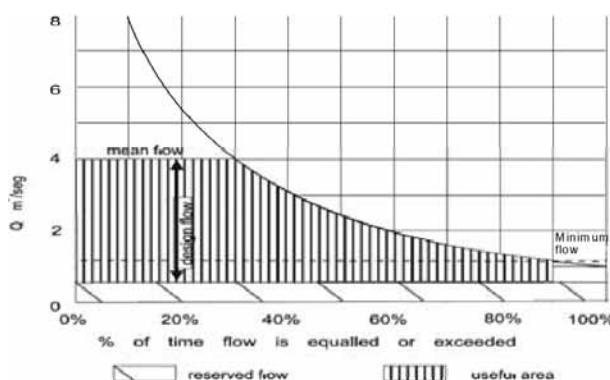
За съжаление, доста е необичайно да бъде извършвано редовно измерване по протежението на реката, където е предложено разработването на малка хидросхема. Обаче, ако това се случи, то тогава ще бъде достатъчно да се възползва от един или повече подходи, които да се ползват за изчисление средния годишен поток в дългосрочен план и кривата на продължителността на потока по протежението (тези подходи ще бъдат обяснени по-късно).

Дали ще се случи или не редовното измерване, първата стъпка е да се направи проучване, за да се потвърди, дали има данни за движение по протежение на засегната река. Ако няма, то това ще се случи по друго протежение в същата река или в подобна река в близост, която да позволи преустроството

в последователност на времето за съответното протежение на реката.

IV.4.1. Изчисление на капацитета на централата и добива на енергия

FDC предоставят средства за избор на правилни решения за получаване на дебит на вода, и като се вземат предвид резервния поток и минималния технически поток на турбината, се прави изчисляването на капацитета на завода и средния годишен добив на енергия. Фигура 3.12 показва, че FDC на строителната площадка трябва да бъде изчислен. Трябва да се определи проектното течение чрез процес на оптимизация, като се изследва обсега на различни течения, които обикновено дават оптимално проектно проучване значително по-голямо отколкото разликата между средния годишен поток и резервния поток. След като веднъж се определи проектния поток и се изчисли нетната стойност на напора, ще се определи подходящ вид турбина (обърнете се към Глава 6). Фигура 3.12 показва ползваема област на кривата на продължителността на потока. Всяка избрана турбина има минимален технически поток (с по-малък дебит турбината или не може да функционира или има много малка ефективност) и нейната ефективност е функция на операционния дебит.



Средната годишна енергийна производителност е (E in kWh) функция на:

$$E = f_n(Q_{\text{median}}, H_n, \eta_{\text{turbine}} \eta_{\text{gearbox}}, \eta_{\text{transformer}}, y, h)$$

Където:

- ▶ Q_{median} = течение в m^3/s за нарастващи стъпки в кривата на продължителността на потока
- ▶ H_n = специфичен нетен напор
- ▶ K_{turbine} = ефикасност на турбината, функция на Q_{median}
- ▶ $K_{\text{generator}}$ = ефективност на генератора
- ▶ K_{gearbox} = ефективност на скоростната кутия
- ▶ $K_{\text{transformer}}$ = ефективност на трансформатора

- ▶ y = специфично тегло на водата (9.81 KN/m^3)
- ▶ h = броя на часовете, в които се появява специфичния поток.

Производството на енергията може да се изчисли чрез разделяне на ползваемата област във вертикална 5% нарастващи стъпки, започващи от първоизточника. Крайната ивица се пресича FDC в Q_{\min} или $Q_{\text{резервен}}$, който винаги е по-голям. За всяка ивица $Q_{\text{средно}}$ е изчислена, съответстваща стойност на турбината h_{turbine} е определена за съответстващата крива на ефективността, и енергийният принос на ивицата е изчислен със следното уравнение:

$$E = W \times Q_{\text{median}} \times H \times \zeta_{\text{turbine}} \times \zeta_{\text{generator}} \times \zeta_{\text{gearbox}} \times \zeta_{\text{transformer}} \times \tilde{\alpha} \times h$$

Където:

- ▶ W = ширина на ивицата = 0.05 за всички ивици с изключение на последната, която трябва да се изчисли
- ▶ h = брой часове в годината
- ▶ y = специфично тегло на водата (9.81 KN/m^3)

Средното годишно производство на енергия се изчислява като се сумира приносът на енергия за всяка ивица. Капацитетът на всяка турбина (kW) ще бъде даден от продукта на нетния проектен поток (m^3/s), нетна стойност на напора (m), ефективност на турбината (%), и специфичното тегло на водата (kNm^{-3}).

Вид на турбината	$Q_{\min} (\% \text{ of } Q_{\text{проектен}})$
Francis	50
Semi Kaplan	30
Kaplan	15
Pelton	10
Turgo	20
Витло/перка	75

Ниво на горното течение на водата може да варира в потока. Ако входният канал на езерцето се контролира от бент за предотвратяване на преливане без врати, нивото на реката ще се покачи с наличието на потока. Но ако входният канал на езерцето се контролира от врати, за да функционира на специфичното ниво на водохранилището, нивото на водата може да остане постоянно даже и през периодите на високи води. През периода на ниски води, нивото на горното течение на водите може да спадне поради отдръпване на водохранилището.

Загуби в напора в адукционната система варира в квадрата на позволяния поток, и така за сезоните с нисък поток на турбините, загубите в напора в адукционната система могат да бъдат значително намалени.

Ниво на долното течение на водата може да варира с потока. Това зависи от водния корпус, в което водата се изпуска. Ако оттичането става ди-

ректно в горното течение на езерцето, контролирано от врати в долното течение, нивото на водата може да остане постоянно даже през пълноводните сезони. Ако водата се оттича в естествен поток, нивата на водите също могат да варира значително.

Нивото на горното течение обикновено се запазва до нивото на преливника, когато цялата река преминава през турбините. Когато дебита надвишава максимума на дебита на турбините, излишният поток минава над преливника. Нивото на водохранилището отговаряющо на различните потоци на преливника може лесно да се изчисли. В този случай на измерването на напора на преливника ние имаме едновременно нивото на повърхността на входния канал и водния дебит (включително дебита от турбините).

IV.5. Оценка на обекта

Брутният напор може да бъде лесно изчислен, или чрез заснемане на терена, използвайки GPS (Global Positioning System) или посредством ортографически техники. С помощта на инженерни хидравлични принципи, отразени в Глава 2 може да бъде определинетния напор. Независимо от избора на най-подходящо техническо решение за обекта, това ще даде резултат в дългия, повтарящ се процес, където топографията на проблемите на околната среда за определения случай са най-важни. Ето защо, трябва да се знаят принципите, за да се избегнат опасните аварии във функционирането на централата. Технологиите на заснемане са претърпели революционни промени, и използването на споменатите по-горе технологии могат да допринесат в проектирането на схемата и намаляването на нейните разходи.

IV.5.1. Картография

В индустриските страни, обикновено се намират мащабни карти. Територията на ЕС е била, и е дигитализирана, и картографията с мащаб 1:5 000 вече е налична. От друга страна, в развиващите се страни, тези които правят разработки ще бъдат щастливи ако намерят карти с мащаб 1:25 000.

Въздушните снимки на топографията могат да бъдат заместени от карти, ако не могат да бъдат намерени с необходимия мащаб. Обаче въздушните фотографии не са като картите по отношение на един важен аспект. Една карта има еднообразен или контролирано вариращ мащаб, като последният зависи от избора на проектиране на картата. Въздушните фотографии, от друга страна, нямат постоянен или еднообразен мащаб. Като изключим несъвършенствата, които за всички практически цели могат да бъдат счетени за пренебрежителни, два основни фактора са отговорни за вариациите в мащаба на фотографията:

- ▶ Топографският релеф - терен, независимо колко е равен, никога не е хоризонтален - и...

► Наклонът на оптическата ос на фотоапарата.

Модерните фотоапарати са способни да премахват деформациите, в резултат от наклона на оста. Още повече въздушните фотографии могат да бъдат разглеждани стереоскопски или в три измерения. Стереоскопският ефект позволява на геолога да определи вида на скалата, да определи геологичната структура и да улови наклона, а инженерът има възможността да събере необходимата информация за изграждането на язовира, отворения канал или напорния водопровод.

В зависимост от необходимата точност, дигиталните фотографии могат да бъдат геокодирани (свързани с координатната система и проектирането на картата), ортокоригирани. Деформациите от лещите на фотоапарата се премахват, като се използват земни контролни точки от картите, геодезична информация или векторите на GPS. Това е много рентабилен начин за правене на ортокоригирани въздушни фотографии. Резолюции от 30 см до един метър могат да се очакват в дигиталните ортофотоси. Могат да се извадят, както хартиеното копие така и снимката в дигитален вариант на дискета или CDROM.

С тези карти е възможно да се локализира входния канал, да се проследи отворения канал и да се позиционира централата, с достатъчна прецизност за проучванията за осъществимост и даже за инвеститорите да участват в тръжна фаза за строителство.

Със стереоскопските фотографии могат често да бъдат идентифицирани геологични проблеми, особено тези, касаещи стабилността на наклона, който може да причини опасни ситуации.

IV.5.2. Геохимически проучвания

Много често необходимостта да се процедира с дигитални проучвания на обекта се подценява. В много случаи с плачевни последствия - просмукване под бента, улеи в отворени канали и др.

За щастие в страните членки на ЕС, а и в много други страни по света, добрыте геологични карти позволяват първоначално оценяване за сигурността на основите на бентовете, стабилност на склона и пропускливостта на терена. Обаче, понякога тази информация трябва да се допълни с полева работа, в частност - сондиране и вземане на проби.

Хидравличните съоръжения трябва да се намират на нивото на основата, с подходящи странични наклони и ширини, които да не са обект на проблеми със стабилността. Съществуват голям брой компютърни програми за стабилност на склона, вариращи от прости двуизмерни подходи до по-сложни триизмерни графични анализи с пълни цветове. Каталогът на неуспехите, особено в дизайна на каналите е толкова голям, че минималните геоморфологични проучвания на терена са препоръчителни още в първа фаза на проекта. Проблемът е особено наболял при схемите във високите части на планините, където

строителството може да бъде в зона с ерозирана повърхност, засегната от различни геоморфологични характеристики, като например слягане на почвата, солифлукция, ротационни и плоски свличания на почвата и падане на камъни.

Бентът и съответстващия му резервоар могат да бъдат засегнати от нестабилността на повърхностите образувания, които може да са налични в зоната на това влияние, но в същото време самото езерце може да повлияе на същите тези образувания. Ако бентът трябва да се намира на заздравена земна площ, вариациите на водното ниво могат да причинят нестабилност на мокрите наклони на водохранилището.

Покрай отворените канали, много други геоморфологични характеристики могат сериозно да засегнат избраната му линия, които заедно със стръмния наклон могат да доведат до потенциална нестабилност. Скалните отломки в подножието на скалите и процесите на солифлукция са много активни във високите части на планините, където подпочвения слой е сезонно или постоянно мокър - тези са някои от характеристиките, които могат да компрометират стабилността на канала.

Препоръчват се отводнителните манипулатии, изграждането на плитчини и торкетиране и много други. В края на канала, шлюзът действа като мини-резервоар за напорния водопровод. Често властите настояват, върху цялата вода задържаща се в зоните на насипите да и бъде извършен анализ за стабилност, независимо от техните конфигурации. Трасето на напорния водопровод обикновено се позиционира на стръмен склон, което създава проблеми, както за анкерните блокове, така също и за визуалното влияние.

Дълбоко в долината, често построени върху стари тераси на реки, основите на централите поставят проблеми, които навремето не са могли да се решат, но сега биха могли да се решат само чрез ползване на техники, като съвременния метод инжектиране на циментов разтвор в напукани скали.

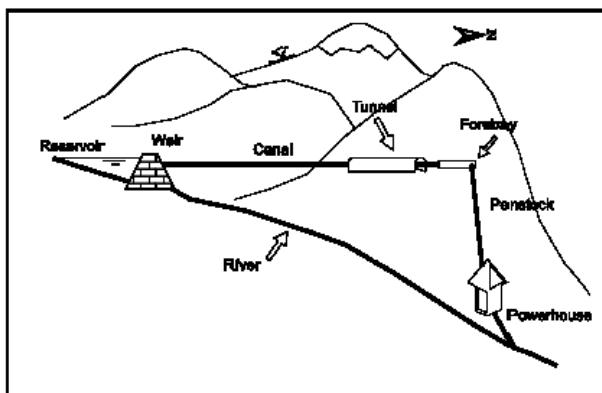
В геоложката наука има широк спектър от геоморфологични техники, които могат да се ползват, и най-общите такива са:

- ▶ **Фотогеология.** Както бе споменато по-горе фотограметрия - с мащаби от 1:10 000 до 1:5 000 - позволява на един геолог да определи вида на скалата, да определи нейната структура и да засече нестабилността на склона.
- ▶ **Геоморфологични карти.** Резултатът от фотограметричните анализи, допълнени с резултатите от полевите заснемания трябва да се съчетаят върху геоморфологичната карта. Тази карта се базира на топографската карта и е съставена в мащаби между 1:10 000 и 1:5 000, надлежно класифицирани, ползвайки прости символи, могат да се покажат всички образувания по повърхността, които дават отражение върху предложеното хидравлично съоръжение.
- ▶ **Лабораторни анализи.** Традиционните лабораторни тестове, какъвто е определянето на гранулометричния състав на почвата и класифицирането и три-осно консолидиране улеснява класификация на образуванията по

повърхността. Резултатите ще бъдат включени в геоморфичната карта.

- ▶ **Геофизични изследвания.** Независимо дали е електрическо или сейзмично геофизичното изследване (чрез отразяване) ще допринесе за по доброто познаване на дебелината на повърхностните образувания, разположението на участъците със свлачища, циркулацията на вътрешни води, и волуметричното значение на потенциално и нестабилните образувания.
- ▶ **Структурни геологки анализи.** Въпреки, че не е типична геоморфологична технология, тя може да помогне да се разрешат проблемите с басейна и в тези случаи, къде да бъдат поставени хидравличните проводи и тунели в скалния масив. Стабилността на склона и просмукването в основите на хидравличните съоръжения са проблеми, които могат да се разрешат чрез тази методология, като се избегнат драматични инциденти по време на операцията.
- ▶ **Директни проучвания - сондажи.** Това е рядък подход за развитието на малки хидросхеми. Обаче, когато бентът или преливника се намират върху незаздравен слой, сондажната програма, последвана от лабораторни тестове на взетите пробы е от особено значение. Някои от тези препоръчителни тестове са:
 - ⇒ Тестове за промукаемост в сондажните дупки, какъвто е тестът на Лугеон или Теста на ниското налягане, за да се определи циркулацията на вода в основите.
 - ⇒ Лабораторни тестове за определяне на силата на свиване на пробите, за определяне на техните характеристики.

Допълвайки гореспоменатите тестове геофизичната сейзмична прока на пречупване за определяне на модули на динамична деформация на скалния масив в дълбочина се препоръчва в случаите на високи язовири.



IV.6. Хидравлично съоръжение

Развитието на хидроенергията включва редица съоръжения, проектирането на които зависи от вида на схемата, местните условия, достъпа до стро-

ителни материали а също и местните традиции в строителството в страната и региона. Следните съоръжения са често срещани в хидросхемите:

- ▶ Отводни съоръжения
 - ⇒ Бент
 - ⇒ Преливник
 - ⇒ Организация за разпределяне на енергията
 - ⇒ Риболовен пасаж
 - ⇒ Организация за оттиchanе на остатъчни води
- ▶ Система за пренасяне на водата
 - ⇒ Входен канал
 - ⇒ Канали
 - ⇒ Тунели
 - ⇒ Напорен водопровод
 - ⇒ Електроцентрали

Проектните аспекти и общите решения за тези съоръжения са представени по-долу.

IV.6.1. Бент

IV.6.1.1. Язовирна стена (бент)

Бентовете и язовирните стени имат основното предназначение да отклоняват речния поток към системите за пренасяне на водата, водеща до електрическите централи. Бентовете произвеждат също така допълнителен напор и имат капацитет на складиране. Изборът на вида бент зависи много от местните топографски и геотехнически условия. Например, ако не е налична здрава скала в рамките на разумна изкопна дълбочина, трудно би било поставянето на твърди структури, като бетонови язове. Обратно, за тесни долини, трудно би било да се намери място за отделни преливници, и бетоновите язове биха били естествено решение за техните присъщи възможности да интегрират преливниците и др. в корпуса на бента.

В северните страни, ледниковият период е оставил широки и отворени долини и морени в изобилие. Не е учудващо, че голямото мнозинство от бентовете за насипни бентове в сърцевините на морените. На юг от Алпите, природната глина подходяща за сърцевината на бента не е изобилстваща и от топографска гледна точка, в много места се ползват бетонови бентове.

Според ICOLD (Международен комитет за Големите язовири), един язовир се счита за малък, когато неговата височина, измерена от нивото на основата до гребена не надвишава 15 м, а височината на гребена е по-малка от 500 м

и складираната вода е по-малко от 1 милион кубични метра. Тези параметри може да са от значение, понеже усложнените административни процедури често се свързват с изграждането на големи язовири.

Навсякъде по света, насипните язовири са по-често срещани, поради следните характеристики, които притежават:

- ▶ Могат да се адаптират към широк обхват от условия на основите
- ▶ За строителството се ползват природни естествени материали, които често се добиват на местно ниво, ограничени транспортни нужди
- ▶ Строителният процес може да е продължителен и високо механизиран
- ▶ Дизайнът е изключително гъвкав, за приспособяването на различни запълващи материали.

Недостатъците при насипните язовири са такива, че те са много чувствителни към преливане и пропускане (изтиchanе), както и към ерозията в корпуса на язовира и в неговите основи. Има висока степен на смъртност при насипните язовири, в сравнение с бетоновите.

От друга страна бетоновите язовирни стени имат недостатъци, които отговарят на „ползите“ при насипните язовирни стени:

- ▶ Изискват определени условия по отношение на основите
- ▶ Изискват преработка на природни материали за агрегати за строителната площадка, превозане на големи количества цимент и интензивен труд и непостоянен строителен процес, който води до големи разходи.

От друга страна бетоновите язовирни стени имат редица предимства:

- ▶ Те са подходящи за високи топографски диапазони, както за широки така и за тесни долини, при условие, че условията на основите са точни
- ▶ Не са много чувствителни към преливане
- ▶ Преливникът може да се позиционира на гребена, и ако е необходимо по цялата дължина на язовирната стена
- ▶ Отводни камери или галерии, тръбопроводи или други допълнителни работи могат лесно да се поставят в корпуса на язовира
- ▶ Електроцентралите трябва да се позиционират точно в петата на язовира.

Развитието на Бетоновите язовири от каменен насип (CFRD) неутрализира много от недостатъците при насипите от тип сърцевина. В частност, чувствителността към изтиchanе и ерозия е ограничена, и зависимостта от материала с добра сърцевина е премахната.

Развитието на отъpkани с валяк бетонови язовири (RCC-dams) въвежда един продължителен, високо механизиран строителен процес и малки разходи. Повечето нови големи язовири почти винаги са по проекти CFRD и RCC.

Хомогенни язовири: Язовирните стени се използват за ниски насипи

(<4m) и често като вторични язовирни стени. От съображения за сигурност на стените, видът на оттичане почти винаги е представен.

Зонални насыпни язовири: те се използват за високи язовирни стени от над 4м и нагоре. Строителството е изключително чувствително на инженерния проект и изграждане, и ето защо е от важно значение да се наеме високо квалифициран консултантски екип и Изпълнителят трябва да наеме опитен екип от инженери по надзора. Критичните компоненти на тези язовири са сърцевината, преходните зони и капацитетът на отводняване на петата на язовира.

Насипни язовири с мембрани: мембрани могат да бъдат от различен вид и да са позиционирани или нагоре по течението отпред пред насыпа или вертикално в центъра на насыпа. Мембрани могат да бъдат направени от бетон (както е при CFRD), асфалт (норвежки тип) или във формата на гео-мембрана на наклона срещу течението.

Гравитационни язовирни стени: те зависят от тяхната собствена маса за стабилност. Напречното им сечение обикновено е триъгълно, за да предостави достатъчна устойчивост и натиск на разпространение напряко на равнината на основите. Горната част обикновено е правоъгълна с цел да се предостави достатъчна ширина на гребена за инсталация и транспорт.

Подпорни язовирни стени: те се състоят от постоянно чело срещу течението, което се поддържа от подпори на равни интервали. Това чело срещу течението нормално е разделено на вертикални участъци от дилатационни пукнатини, като всеки участък се поддържа от една подпора. Напречните сечения са подобни на тези при гравитационните язовирни стени.

Язовирни стени от типа арки и куполи: функцията на тези язовири като хоризонтално позиционирани арки, които трансферират водното налягане от челото срещу налягането по-скоро към устоите отколкото към основата. Язовирната стена тип арка може да бъде проектирана с постоянен радиус над височината на язовира или с променливи радиуси (язовирни стени от тип Купол). Язовирната стена тип арка с постоянен радиус има вертикално и "право" напречно сечение. Тези язовирни стени са обект на значителни вертикални сили на опън, тъй като деформацията на язовирната стена ще тегли най-силно към центъра на язовира. Това изисква язовирната стена да бъде силно укрепена с армиран бетон, за да се избегнат пукнатини, съпроводени от изтичане.

IV.6.1.2. Преливник

Разрушаването на язовирната стена може да причини значителни щети надолу по течението на язовира. По време на цикъла на живот на язовира, ще се срещнат различни условия на потока, и язовирната стена трябва да е в състояние безопасно да приеме високи приливни води, които често надвишават нормалните течения на реките по степен и магнитуд. По тази причина грижовно проектирани преливни пасажи са инкорпорирани в язовирните стени или в преливниците, като част от структурата. Тези пасажи са известни като прелив-

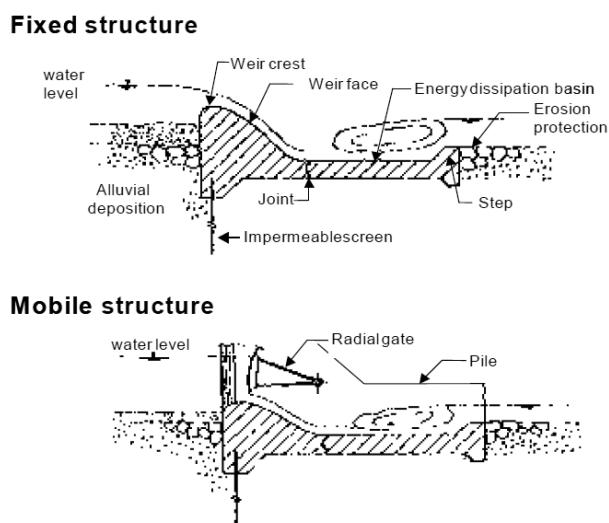
ници. Поради високата скорост на преливащата вода, някои форми на разпространение на енергията се намират обикновено в основата на преливника.

Болшинството от малките хидросхеми са от типа течение на река, където електричеството се добива от дебитите по-големи от минимално необходимите за задвижване на турбините. В тези схеми се изгражда малко съоръжение за отклонение в коритото на потока, за отклоняване на течението, докато останалата част от водата продължава да си тече върху него. Такъв вид съоръжение е известно ще като яз, чиято роля не е да складира вода, а да увеличи нивото на водната повърхност, така че течението да влезе във входния канал.

Язовете и преливниците могат да се разделят на *фиксирани* и *подвижни* съоръжения. По-малките фиксирани съоръжения по-общо се отнасят до язовете, докато по-големите съоръжения често се отнасят да преливниците. Преливниците често се разделят на безвратни преливници, които отговарят на фиксираните и подвижни съоръжения, но всъщност безвратните преливници са широко-мащабни язове.

Фиксираните складови съоръжения, каквито са язовете и безвратните преливници имат предимството на сигурност, опростеност, лесно поддържане и рентабилност. Обаче, те не могат да регулират нивото на водата и по този начин и водното ниво и произведената енергия варираят в зависимост от дебита.

Подвижните складови съоръжения, каквито са преливниците с врати могат да регулират нивото на водата, така че тя да остане повече или по-малко постоянна за повечето условия на входящия поток. В зависимост от конфигурацията на вратите и дебитния капацитет, те също могат да изхвърлят със силна струя акумулираните седименти надолу по течението. Тези съоръжения са общо взето по-скъпи отколкото фиксираните, както за изграждане така и за поддръжка, и тяхното функциониране е по-сложно.



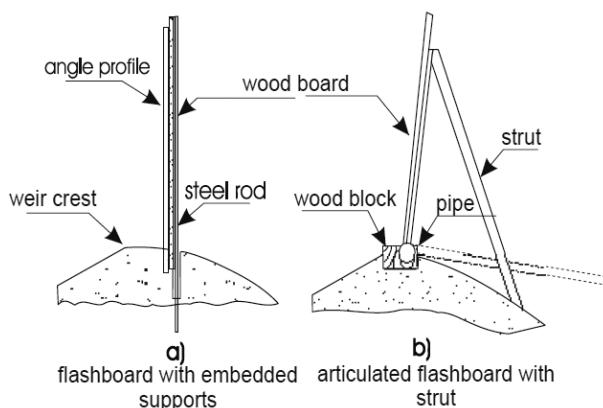
Язовете могат да се изградят перпендикулярно, под ъгъл или странично спрямо оста на реката. Много често гребенът на яза е под права линия и перпендикулярен на оста на реката. За относително ниски нива на долните течения на водите, язовете контролират течението и определят взаимодействието

между водното ниво в горното течение и дебита. В зависимост от вида на яза, има получени различни връзки между различните дебити.

Яз с остър гребен се изгражда лесно и е относително рентабилно решение. Неговият дебит се определя посредством коефициента C_d . Трябва да се обърне специално внимание на формата на челото на горното течение на яза, за да се получи достатъчно проветрение между долнния пласт (слой вода, който тече над яза) на струята и съоръжението. Ако долният пласт на струята прилепне към съоръжението, вибрациите могат да преминат от потока към съоръжението.

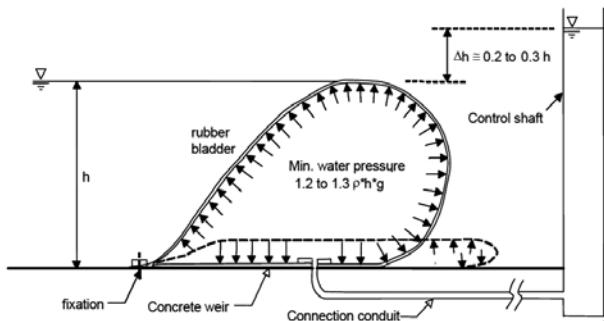
Яз с объл гребен се прилага често за временни съоръжения или за съоръжения от второстепенна важност, като например в случая на временно отклонение на потока. Проектирането му е просто и евтино. Хидравличните условия са далече от оптималните, изразени чрез коефициент на нисък дебит и наличие на ниско налягане по протежението на гребена на яза и челото по течението. Дебитът зависи от формата на съоръжението.

Ставилото/шлюза покачва леко нивото на водата зад яза, за да осигури достатъчна дълбочина на водата във входния канал, без да застраши наводняване на терена надолу по течението, шлюза може да се инсталира на гребена на яза. Шлюзът обикновено се прави от дърво, и се укрепва със стоманени щипки, които се забиват в стоманени муфи (тръби отрязани в долната си част) в гребена на преливника. Шлюзът трябва да се премахне по време на високите води, за да не предизвика наводнение надолу по течението на терена, операция, която в тези обстоятелства е много трудна. Шарнирният шлюз е някак си по-лесен за премахване.



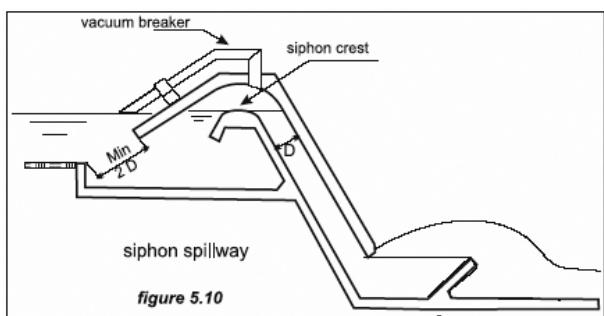
Надуваемите язове са друг метод, възможен да се контролира от разстояние, който ползва армиран гумен мехур вместо бетонен, стоманен или дървен шлюз. Това е алтернатива на по-конвенционалните методи на изграждане на язовете, с присъщи предимства на ниската цена, лесното функциониране и минималната поддръжка. Всъщност, надуваемите язове са гъвкави врати под формата на армиран, гумен мехур, надут с въздух или вода, закотвен към бетонната основа (Фигура 5.11) с анкерни болтове, хванати към основата. Като всяка друга врата, надуваемият бент се нуждае от механизъм, чрез който да се отваря и затваря. Язът се подвига, когато е пълен с вода или въздух под наля-

гане. Въздушен компресор или водна помпа се свързват чрез тръба с гумения мехур. Когато мехурът е пълен, вратата е повдигната; когато е изпразнен, язът остава плосък върху основата си, в изцяло отворена позиция. Системата става евтина, когато ширината на яза е по-голяма в сравнение с височината.



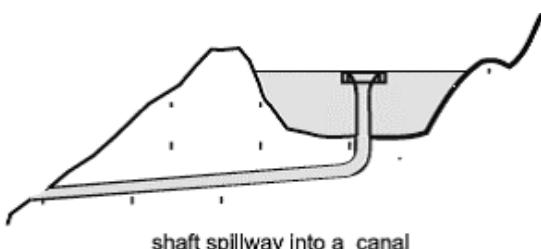
Предпазители- в големите инсталации, но понякога и в малките, е препоръчително да се поставят предпазители, като тези при Hydroplus2. В случай на големи наводнения, когато водата достигне предварително установленото ниво, един или повече от предпазителите (основно съоръжения окачени на панти) ще се наклонят, за да се покачи зоната на преливника.

Сифони в преливниците- като алтернатива, когато наличното пространство в преливника е ограничено, могат да се използват сифони в преливника или шахта на преливника. И двете решения помагат да се поддържа нивото на реката в горното течение в тесни граници. Сифонът в преливника обикновено е изкривена прикрепена тръба (Фигура 5.12). когато водното ниво се покачи над коляното на сифона, водата започва да тече надолу по водопровода, като при наводнение, но това е само когато се покачва още и сифонът е пълен и значително покачва дебита. Обикновено сифоните са пълни, когато нивото на водата достигне или премине нивото на короната, но има проекти, където запълването се случва, когато нивото на горното течение е покачено само с една трета от височината на гърлото.



Шахта (или Morning glory) в преливник - преливниците с шахти се ползват много рядко за малки хидросхеми. Както е показано на Фигура 5.13, преливникът с шахта включва вход с формата на фуния, за нарастване дължината на гребена, разширено преминаване, което отговаря на формата на пласта, както е при преливане от преливника, макар и понякога стъпаловиден, за да

гарантира проветряване, вертикална шахта и отвор на тунел, които понякога имат лек положителен наклон, за да се гарантира, че в края никога не тече напълно. Американската служба за подаване на оплаквания (USBR) 6 и 7 описва проектните принципи за тези преливници.



Лабиринтен яз - в някои схеми на малки хидроцентрали (т.е. малки схеми в напоителни канали) няма достатъчно място за поставяне на конвенционални преливници. В тези случаи, лабиринтен яз с формата на U би помогнал да добие по-голям дебит в наличната дължина.

IV.6.1.3. Организация за разпределение на енергията

Дебитът от гореспоменатите фиксирани или подвижни съоръжения, обикновено е свръх-критичен в изхода. Сготвените скорости на високия поток и турбулентността могат да произведат значителна ерозия в петата на съоръжението, особено ако речното корито не е резистентно на ерозия, като например в случая на тиня, глина, малки песъчинки, чакъл и трошен камък.

За да се избегне такава повреда, могат да се приложат няколко структурни решения, като някои от тях са много разходоносни. Най-често ползваните решения са:

- ▶ Тих/спокоен басейн
- ▶ Преграден водобой
- ▶ Басейн за гмуркане
- ▶ Пръскало каскада

Повечето от тези съоръжения разпределят енергийния поток, чрез образуване на хидравличен скок, който разпръсва много енергия на относително късо разстояние. Проектирането и изграждането на съоръжения за разпръсзване е доста сложен и обемист процес, и читателят трябва да потърси специализиран инженер за повече информация. По-подробно това може да се намери например при Vischer & Hager (1995 г.).

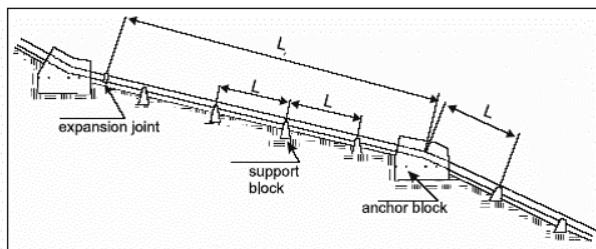
В бентовете RCC стъпаловидното пръскало надолу по течението се е доказало като ефективно с намаляването на скоростта на потока и намаляване на измеренията на следващия тих басейн.

IV.6.2. Напорен водопровод

Пренасянето на вода от входа към електроцентралата (това е целта на напорния водопровод) може да не се окаже трудна задача. Обаче, ако трябва да се избере най-евтиното решение за напорен водопровод, не е лесна работа. Напорните водопроводи могат да се инсталират на земята, в зависимост от факторите като природата на земята, материалът от който ще се направи напорния водопровод, околната температура и изискванията на околната среда.

Гъвкав и с малък диаметър PVC напорен водопровод например, може да бъде положен на земята, като следва своите очертания с пясък и чакъл, обкръжаващи тръбата, за да бъде добре уплътнен. Малки тръби инсталирани по този начин не се нуждаят от анкерни блокчета и температурни фуги.

По-широките напорни водопроводи обикновено са под земята, доколкото се изиска минимален изкоп. Вкопаните в земята напорни водопроводи трябва внимателно да са боядисани и уплътнени, за да се защити максимално външността им от корозия, защитния слой не се разваля при инсталране, и затова последвщата поддръжка ще е минимална. От екологична гледна точка, решението е оптимално, понеже земята може да върне предишното си състояние, и напорният водопровод да не представлява бариера за движение на дивата природа.



Инсталираният над земното ниво напорен водопровод може да се проектира със или без температурни фуги. Вариациите в температурата са особено важни, ако турбината не функционира продължително, или когато напорният водопровод е дрениран за ремонт, което дава резултат в термична експанзия или контракция. Обикновено напорният водопровод се изгражда в прави или приблизително прави линии с бетонови анкерни блокчета във всеки ъгъл и с температурна фуга между всеки набор от анкери (Фигура 5.31). Анкерните блокчета трябва да издържат на тласъка на напорния водопровод плюс силите на триене, породени от разширяванията и свиванията, така че, когато е възможно те трябва да се основават на скала.

Ако, поради вида на земята, анкерните блокове изискват голям обем бетон, така това ще стане доста скъпо, алтернативно решение би било да се елиминира всяко второ анкерно блокче и всички температурни фуги, оставяйки ъглите свободни за леко движение. В този случай е желателно да се поставят

правите участъци от напорния водопровод в стоманени подложки, направени с цел да паснат на контура на тръбата и общо покривайки 120 градуса от обратната страна. Подложките могат да се изградят от стоманени площи и форми, с графитни азбестови листа положени между подложката и тръбата, за да се намалят силите на триене. Движението може да се пригоди с температурни фуги, или чрез проектиране на тръбно трасе със свободно движещи се ъгли.

Ако тръбопроводната система ползва фуги с канелки и муфи се избират О-образни уплътнители, като по този начин свиването и разширяването се на-гаждат във фугите.

Днес има голям избор за материали за напорни водопроводи. За по-големи напори и диаметри, вероятно заварената стомана е най-доброто решение. Не трябва да се забравят обаче и спиралообразните заварени стоманени тръби, поради ниската им цена, ако те са налични в необходимите размери. За високи напори, се предпочитат стоманени или железни тръби, но при средни и ниски напори стоманата става по-малко конкурентна, понеже вътрешните и външните противо-корозионни пластове не намаляват с дебелината на стената и понеже има минимална дебелина на стената на тръбата.

За по-малки диаметри има избор между: произведена стоманена тръба, снабдена с фуги с канелки и муфи и гумени „О“ предпазители, които елиминират полевото заваряване, или със заварени краища, стегнати с болтове (Фигура 5.33); равни отливки на струг или напрегнат бетон; тръбно желязо с фуги с канелки и муфи с предпазители; цимент-азбест; пластмаса от армирано стъкло (GRP); и PVC или полиетиленови (PE) пластмасови тръби. Пластмасови тръби PE14 е много атрактивно решение за среден напор (PVC тръба с 0.4 м диаметър може да се ползва до максималния напор от 200 м) понеже често е по-евтино, леко и лесно за боравене отколкото стоманата, и няма нужда от предпазване от корозия. Тръбите PVC15 са лесни за инсталiranе понеже фугите с канелки и муфи имат „О“ предпазители. PVC тръбите обикновено се инсталират под земята с минимално покритие от един метър. Поради ниската устойчивост на излъчването на UV радиация те не могат да се ползват на повърхността освен ако не са боядисани, обвити или опакованi. Минималният радиус на изкривяване на една PVC тръба е относително широк (100 пъти диаметъра на тръбата)- и неговият коефициент на термично разширяване е пет пъти по-голям от този за стоманата. Те са чупливи и неподходящи за скалист терен.

Тръби от типа PE16 - (високо молекулно тегло полиетилен) могат да се положат на земята и могат да се напаснат ъгли от 20-40 пъти диаметъра на тръбата (за по-остри ъгли се изискват специални произведени в завод фитинги). PE тръбите се носят над водата и могат да бъдат изтеглени с кабел в дългите участъци, но трябва да се свържат в терена със заварка, изискваща специален инструмент. PE тръбите могат да устоят на замръзване на тръбоповода без да се повредят, но не могат да се намерят с размери над 300 mm в диаметър.

Бетоновите напорни водопроводи, както от предварително напрегнат бетон, така и от високо опънати жици или армирана стомана, се отличават с

вътрешен стоманен кожух за предотвратяване на изтичане, и са снабдени с гумени предпазители и фуги с канелки и муфи, представляват друго решение. За нещастие високото им тегло, прави транспортирането им скъпо, но не се засягат от корозията.

В развиващите се страни, креозотна дървена греда под налягане, тръба със стоманени пръстени е една алтернатива, която показва как могат да се използват в диаметър до 5.5 м и напори до 50 м (които могат да нараснат до 120 м в диаметър от 1.5 м). Предимствата включват гъвкавост, която да отговаря на слягането на земята, лесно да се разположи на земята, без почти никаква подготовка, без изисквания за температурни фуги и без необходимост за бетонови подпори и предпазване от корозия. Тръбата от дървени греди се сглобява от индивидуални пръти и стоманени пръстени или скоби, които позволяват лесното им транспортиране даже и върху труднодостъпни терени. Недостатъците включват изтичане, в частност при операциите за запълване, нуждата да се държи тръбата пълна с вода, когато се ремонтира турбината, и значителната поддръжка, като покритие със катран на всеки пет години. Таблица 5.3 показва основните свойства на гореспоменатия материал. Някои от свойствата не са винаги типични, особено стойностите на коефициента на Hazen Williams, които зависят от условията на повърхността на тръбата.

Материал	Модул на еластичността на Янг E(N/m ²) E9	Коефициент на линейно разширяване (m/m°C)E6	Максимална сила на опън (N/m ²)E6	n
Заварена стомана	206	12	400	0.012
Полиетилен	0.55	140	5	0.009
Поливинил хлорид (PVC)	2.75	54	13	0.009
Азбестов цимент	n/a	8.1	n/a	0.011
Излято желязо	78.5	10	140	0.014
Тръбно желязо	16.7	11	340	0.013

IV.7. Електромеханично оборудване

IV.7.1. Електростанция

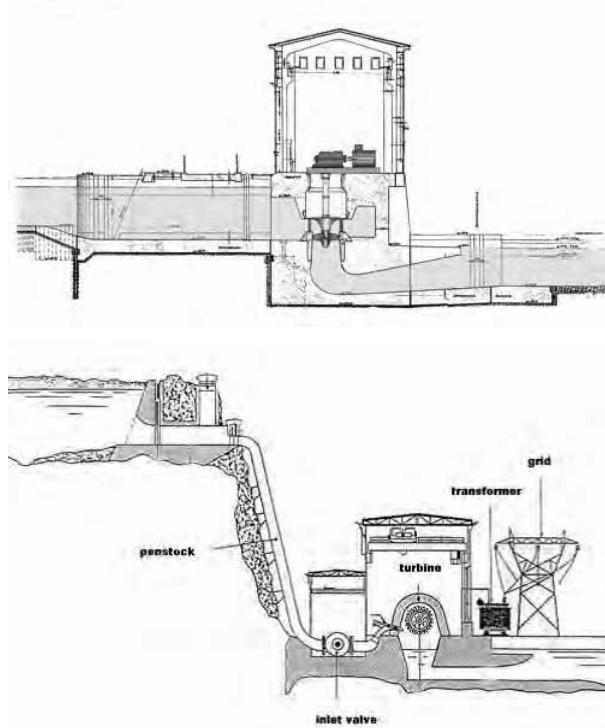
В схемата на малките хидроцентрали, ролята на електроцентралата е да предпази електромеханичното оборудване, което преобразува потенциалната енергия на водата в електричество, от атмосферните влияния. Броят, видът и силата на турбо-генераторите, тяхната конфигурация, напорна схемата и гео-

морфологията на обекта определят формата и размера на сградата.

Както е показано в таблицата по-долу, следното оборудване трябва да е налично в една електростанция:

- ▶ входна врата или клапа
- ▶ турбина
- ▶ ускорител на скоростта (ако е необходимо)
- ▶ генератор
- ▶ система за контрол
- ▶ кондензатор, трафопост
- ▶ система за защита
- ▶ DC захранване при спешни ситуации
- ▶ Електрически и токови трансформатори
- ▶ др.

Фигурата по-долу показва схематичен поглед на интегрирана входна вътрешна електроцентрала, подходяща за схеми с малък напор. Основата е част от яза и включва всмукването на сила с своя корона, турбината на Каплан с вертикалната ос, съединена към генератора, проекто-тръбата и опашката. Контролното оборудване и изходните трансформатори са позиционирани в предния отвор на генератора.



С цел на се намали въздействието върху околната среда, електроцентратата може да бъде изцяло под водата. По този начин нивото на звука ще се намали и визуалното въздействие е нула.

В схемите със среден и висок напор, електростанциите са по-конвенционални (виж фигурата долу) с вход за напорния водопровод и опашката. Въпреки, че не е обично, този вид електростанция може да бъде под земята.

Електростанцията може да бъде също така в основата на съществуващ язовир, където водата пристига през съществуващ отвор на дъното или през входна кула. Фигура 1.4 , Глава 1 показва тази конфигурация.

Както ще се види в Глава 6.1.1.2, някои конфигурации на турбините позволяват за цялата си основа, да се минава през тях, или да намелят затварянето на трафопоста и контролното оборудване. Интегрирането на турбината и генератора в единична водоустойчива единица, която може да се инсталира директно във водния канал, означава че конвенционалната електростанция не е необходима (крушка и сифон).

IV.7.2. Хидравлични турбini

Целта на хидравличната турбина е да трансформира потенциалната енергия в механична ротационна енергия. Въпреки, че този наръчник не дава указания за проектирането на турбините (ролята на турбините е запазена за производителите) уместно е да се предоставят няколко критерии за насочване на избора за правилна турбина за практическо приложение и даже за да се предостави подходяща формула за определяне на основните и измерения. Тези критерии и формули са базирани на труда на Siervo и Lugaresi, Siervo и Leva, Lugaresi и Massa, Austerre и Verdehan, Giraud и Beslin, Belhaj, Gordon, Schweiger и Gregorand и други, които предоставиха серия от формули, чрез анализи на характеристиките на инсталтирани турбini. Необходимо е да се подчертава обаче, че нито един съвет не може да се сравни с този, предоставлен от производителя, и всеки, който тръгне да разработва такива схеми трябва да се отнесе до производителя от самото започване на разработване на проекта.

IV.7.2.1. Видове и конфигурация

Потенциалната енергия във водата се превръща в механична енергия в турбината, от една или два фундаментални и totally различни механизми:

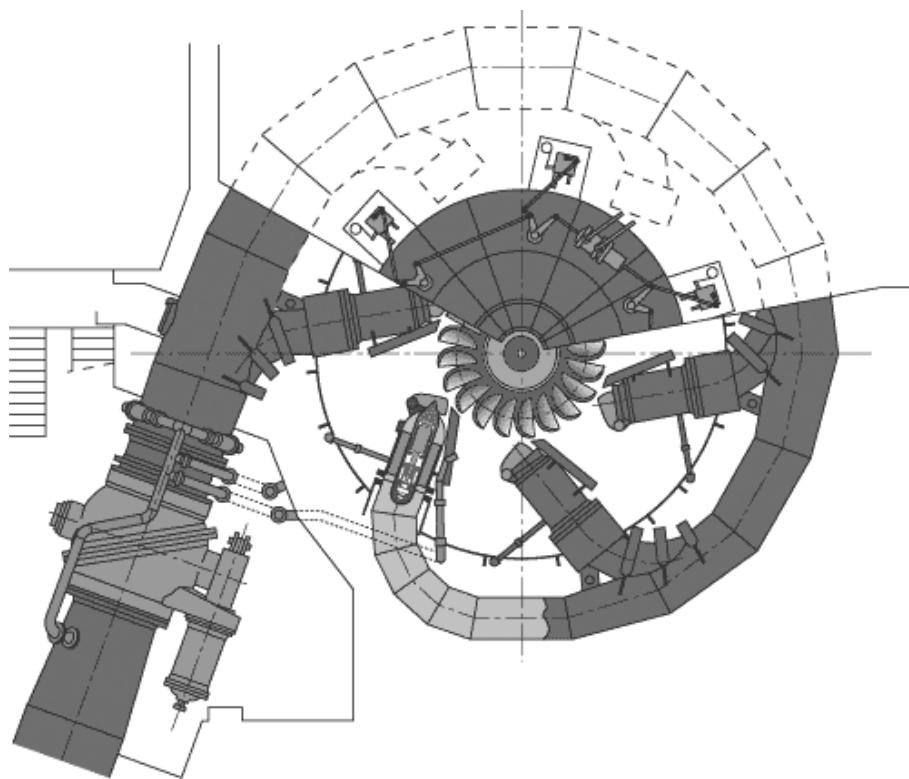
- ▶ Налягането на водата може да прилага сила на челото на плъзгача на перката, върху която пада водата, която се намалява, докато преминава през турбината. Турбините, които функционират по този начин се наричат реакционни турбini. Обивката на турбината, с плъзгача напълно потопена във водата, трябва да е достатъчно стабилна, за да устои на операционното налягане. Турбините на Франсис и Каплан принадлежат към тази категория.
- ▶ Налягането на водата се превръща в кинетична енергия преди да премине през плъзгача. Кинетичната енергия е във формата на високоскоростна струя, която удря перките, монтирани на периферията на плъз-

гача. Турбините, които функционират по този начин се наричат импулсни турбини. Най-известната импулсна турбина е Пелтън.

IV.7.2.2. Импулсни турбини

A. Турбини на Пелтън

Турбините на Пелтън са импулсни турбини, където една или повече струи удрят колелото, което има по периферията си много перки. Всяка струя изхвърля вода през дюза с клапа за контрол на потока (Фигура 6.4). Те се използват само за високи напори от 60 м до повече от 1 000 м. Осите на дюзата са в плана на плъзгача. В случай на спешност спират турбината (т.е. в случай на отхвърляне на товара), струята може да бъде превърната в дефлектор, и така няма да може да удри перките и плъзгачът няма да може да достигне скоростта на избягване. В този случай клапата трябва да се затвори много бавно, така че свръх-налягането да нахлуе в тръбата и да запази допустимото ниво (макс. 1.15 статично налягане).



При всяко излизане от плъзгача се губи кинетична енергия, перките са проектирани така, че да запазят изходната скорост до минимум.

Турбина на Пелтън с една или две струи може да има вертикална или хоризонтална ос, както е показано на фигура 6.5. Турбините с три или повече дюзи имат вертикални оси. Максималният брой на дюзите е 6 (не е обично за малки хидроцентрали).

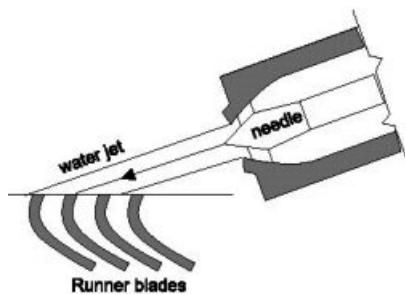
Плъзгачът на турбините обикновено е закрепен на генераторната шахта и

ще бъде над нивото на долното течение.

Ефективността на турбината на Пелтън е добра от 30% до 100% от максималния дебит за едноструйна турбина и от 10% до 100% за многоструйна турбина.

B. Турбини на Турго

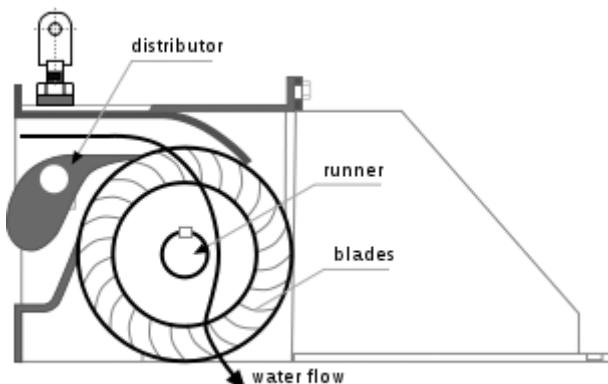
Турбината на Турго може да функционира под напор в обсег от 50-250 м. Както при тази на Пелтън, тя е импулсна турбина, обаче нейните перки са различни и водната струя удря равнината в плъзгача под ъгъл от 20°. Водата навлиза в плъзгача през едната страна на плъзгачния диск и излиза от другата. Може да функционира между 20% и 100% от максималния проектен поток.



Ефективността и е по-малка отколкото при турбините на Пелтън и Франсис. В сравнение с тази на Пелтън, турбината на Турго има по-висока ротационна скорост за същия поток и напор. Турбината на Турго може да бъде алтернатива на тази на Франсис, когато потокът варира или в случай на дълъг напорен водопровод, тъй като дефлекторите позволяват да се отхвърли скоростта на избягване в случая на отхвърляне на товар и евентуалната поява на воден чук при ползването на турбината на Франсис.

C. Турбини при напречен поток

Тази импулсна турбина, известна още като Банки-Мишел се ползва широко при напори надхвърлящи тези при турбините на Каплан, Франсис и Пелтън. Може да функционира с напори между 5 и 200 м.



Водата навлиза в турбината, направлявана от една или повече направляващи перки, разположени срещу течението на плъзгача и го пресича два пъти преди да излезе от турбината. Този опростен проект я прави евтин вариант и лесен за ремонт и в случай, когато плъзгача спира поради важно механично натоварване. Турбините при напречен поток имат ниска ефективност в сравнение с други турбини и важната загуба на напор поради разстоянието между плъзгача и нивото на долното течение трябва да се вземе предвид, когато става въпрос за нисък или среден напор. Още повече, плъзгачите на турбините при напречен поток при високи напори може да създават проблеми с надеждността поради високото механично натоварване. Това е интересна алтернатива, когато са налице много вода, определени енергийни нужди, малки инвестиционни възможности, като например програми за електрификация на селата.

IV.7.2.3. Реакционни турбини

A. Турбини на Франсис

Турбините на Франсис са реакционни турбини, с фиксирани плъзгачи и направляващи перки, които могат да се регулират и се използват при средни напори. В тези турбини всмукването е винаги радиално, но изхода е осеви. Снимка 6.3 показва хоризонталната ос на турбината на Франсис. Обичайното им приложение е напор от 25 до 350 м. Както при турбините на Пелтън, тези на Франсис могат да имат вертикални и хоризонтални оси, тази конфигурация е често срещана при малките хидросхеми.

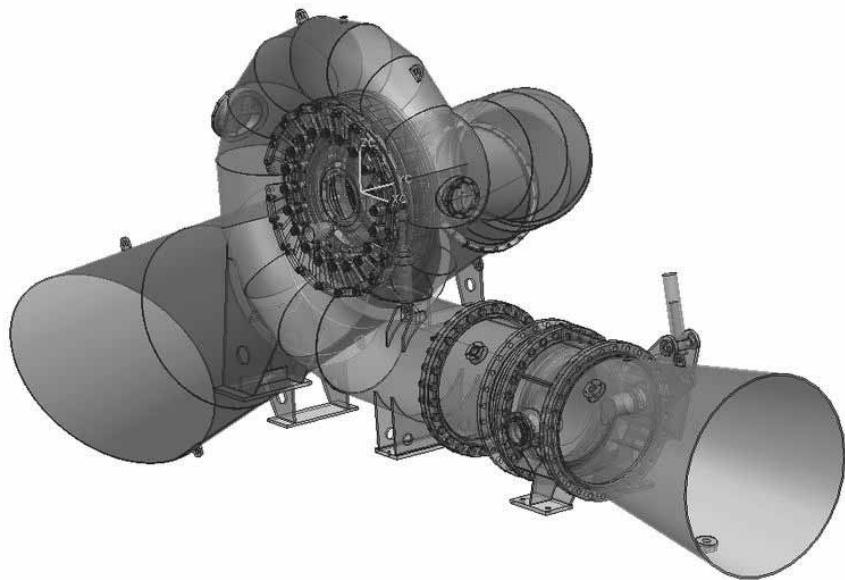
Турбините на Франсис могат да се положат в отворен улей или да се прикрепят към напорен водопровод. За малки напори и отворени ел. улеи се използват често, обаче понастоящем турбините на Каплан представляват по-добро техническо и икономическо решение в такива електроцентрали.

Водата навлиза в турбината през спирална кутия, която е проектирана да поддържа тангентната скорост, която е постоянна по протежение на последователните участъци и да я разпределя периферно до дистрибутора. Както е показано на фигура 6.9, тази има подвижни насочващи перки, чиято функция е да контролират дебита навлизаш в плъзгача и да адаптират входния ъгъл на потока към ъглите на плъзгача. Те се въртят около оста си, като свързват възлите, прикрепени към голям обръч, който синхронизира движението на перките. Те могат да се ползват за спирането на потока в турбината в спешни ситуации, въпреки че тяхното използване не изключва инсталирането на клапа тип пеперуда на входа на турбината. Плъзгачът трансформира хидравличната енергия в механична и я връща осево в изсмукващата тръбата.

Малките хидро плъзгачи обикновено се изработват от обвивки от неръждаема стомана. Някои производители ползват също така алуминиеви и бронзови обвивки или заварени остириета, които обикновено директно се прикрепят към шахтата на генератора.

Проектотръбата на реакционните турбини се стреми да покрие кинетична-

та енергия все още останала във водата, излизаша от плъзгача. Тъй като тази енергия е пропорционална на квадрата на скоростта, една от целите на тази тръба е да намали изходната скорост на турбината. Ефективната проектотръба би имала конусовидно сечение, но ъгълът не може да е много голям, в противен случай ще се образува разделяне на потока. Оптималният ъгъл е 7° , но за да се намали дължината на проектотръбата и съответно нейната стойност, понякога ъглите нарастват до 15° .



При малък напор, по-важна е проектотръбата, тъй като ниския напор обикновено налага висок номинален дебит, скоростта на останалата вода в изхода на плъзгача е доста важна. Лесно може да се разбере, че при фиксирания диаметър на плъзгача, скоростта ще нарасне, ако потокът тръгне.

B. Турбини на Каплан и турбини с витла

Турбините на Каплан и тези с витла са реакционни турбини с осеви поток; използвани обикновено при малък напор от 2 до 40 м. Турбината на Каплан има приспособяеми плъзгачи-перки и може или не може да има приспособяеми направляващи перки. Ако и плъзгачите и перки са приспособяеми, то те се описват като „двойно-регулирани“. Ако направляващите перки са фиксирани те са „еднократно-регулирани“. Турбините на Каплан с фиксирани плъзгачи-перки са наречени турбини с перки. Те се ползват когато и потокът и напорът останат практически постоянни, което е характеристика, която ги прави необичайни в малки хидросхеми.

Двойното регулиране позволява по всяко време за адаптирането на плъзгача и направляващите перки да се прикрепят към всяка вариация в напора или дебита. Това е най-гъвкавата турбина, която може да функционира между 15% и 100% от максималния проектен дебит. Еднократно регулираната турбина на Каплан позволява добра адаптация към промените на наличния поток, не е

по-малко гъвкава в случаите на големи вариации в напора. Те могат да работят с 30% и 100% от максималния проектен дебит.

Двойно регулираната турбина Каплан е машина с вертикална ос, с конфигурация от спирална обвивка и радиални направляващи перки. Потокът преминава по радиален път навътре и прави завой от прав ъгъл преди да влезе в плъзгача в посока към оста. Системата за контрол е проектирана така, че промяната в ъгъла на перката се прикачва с направляващите перки, за да се получи най-добра ефективност в голям обсег от течения и напори. Перките могат да се въртят, докато турбината работи, чрез връзка, посредством вертикален лост плъзгащ се вътре в кухината на оста на турбината.

Утайтелните единици произлизат от турбините на Каплан, с генератор, който се намира във водонепромокаемият утайник под водата. Фигура 6.13 показва турбината, където генераторът (и ако е необходимо скоростна кутия), охладен от въздуха под налягане, се поставя в утайника. Остават само ел. кабелите, които са надлежно обезопасени.

Турбините на Каплан са може би машините, които позволяват най-голям брой възможни конфигурации. Изборът е критичен в частност при схеми с никакъв напор, където с цел да бъде изгодно, трябва да се поддържа голям дебит. При изпълнение на схеми с напор между 2 и 5 м, и дебит между 10 и 100 $m^3/\text{сек}$, са необходими плъзгачи с 1.6 - 3.2 м диаметър, прикрепени към генератора чрез ускорителя на скоростта. Като цяло хидравличните проводници и в частност водното всмукуване, са мащабни строителни работи, с разходи, които обикновено надвишават разходите за електромеханичното оборудване.

За да се намали цялостната цена (строителните работи плюс оборудването) и по-специално разходите за строителство, са разграничени няколко конфигурации, които днес се считат за класически.

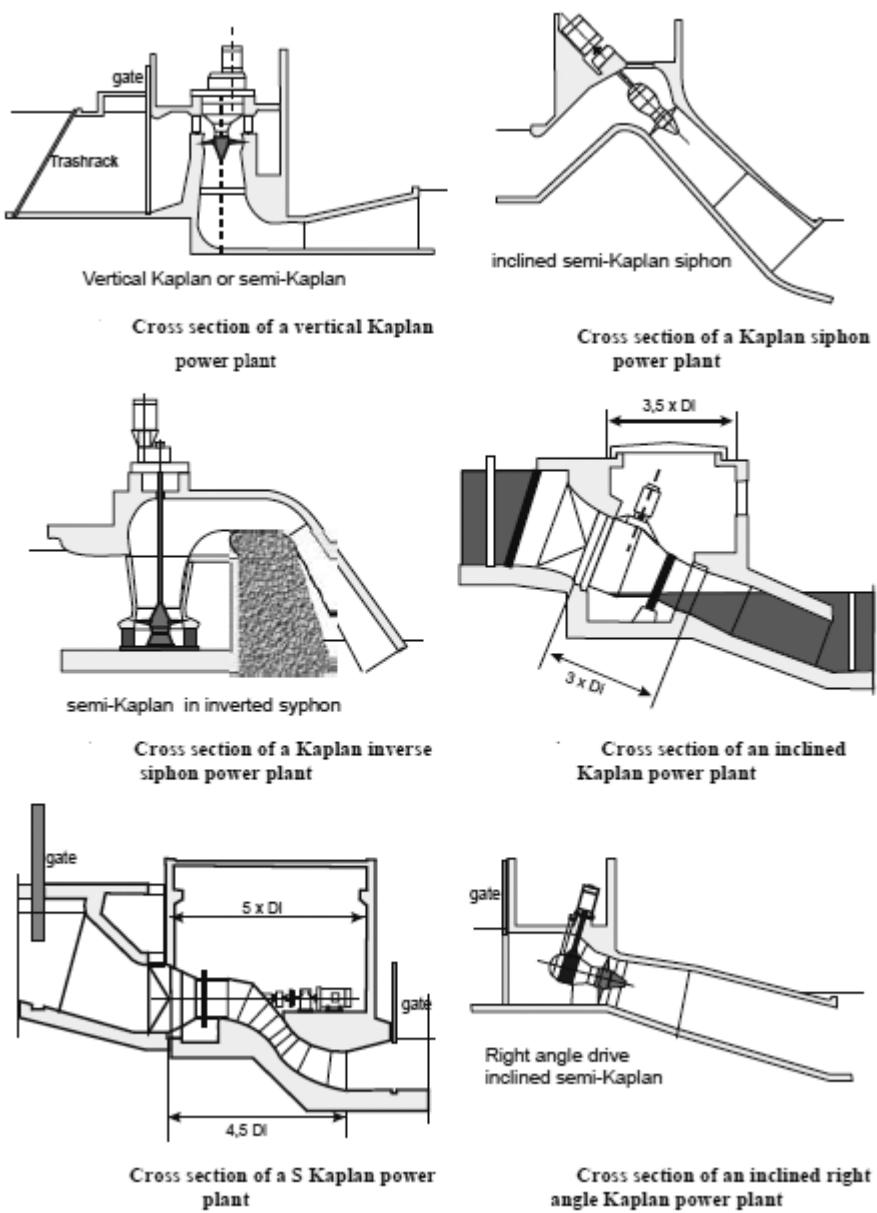
Конфигурация	Поток	Затваряща система	Ускорител на скоростта
Вертикална на Каплан	Радиален	Клапа на входа	Паралелен
Вертикален полу-сифон на Каплан	Радиален	Сифон	Паралелен
Обърнат полу-сифон на Каплан	Радиален	Сифон	Паралелен
Наклонен полу-сифон на Каплан	Аксиален	Сифон	Паралелен
Каплан S	Аксиален	Клапа на входа	Паралелен
Каплан наклонен прав ъгъл	Аксиален	Клапа на входа	Коничен
Каплан в ров	Аксиален	Клапа на входа	Паралелен

Сифоните са надеждни, евтини и предотвратяват скоростта на избягване на турбината, обаче те са шумни, ако не са взети мерки за изолация на всмукачелната помпа и клапите по време на стартиране и спиране на турбината. Даже и да не се изисква при нормална операция, затварящата врата е стриктно препоръчителна, тъй като предпазва от непредвидени включвания на турбината, породени от силни промени в нивата на горното и долното течение. В случай

на такъв проблем, турбината ще достигне висока скорост и оператора няма да има възможност да я спре. Решението на този проблем е в ползването на бентове с входни клапи.

За намаляване на визуалното и звуково въздействие, най-доброто решение са подземните електростанции, но те са единствено постижими със S, конфигурация от пускане на вода под прав ъгъл или в яма.

Конфигурацията ускорител на скоростта позволява ползването на стандартен генератор, обикновено въртящ се при 750 или 1 000 rpm, и също така е надежден, компактен и евтин вариант. Конфигурацията S става все по-популярна, обаче има един недостатък, че оста на турбината трябва да пресече или входа или края на тръбата с последвала загуба на напор. Най-често се ползва за среден напор и/или хидроелектрически схеми с напорен водопровод.



Конфигурацията яма има лесен достъп за всички компоненти на оборуд-

ването, в частност прикрепването на турбината и ускорителя на скоростта, самият ускорител и генератора, които улесняват инспектирането, поддръжката и ремонта. Тази конфигурация е популярна за схеми с много малък напор и висок дебит, позволяващи плъзгачи с диаметър по-голям от 2 м.

По същите причини, както при турбината на Каплан, и тук трябва да има изсмукваща тръба. Поради ниския напор, кинетичната енергия е много важна, и качеството на тази част от турбината не трябва да се пренебрегва.

IV.7.3. Генератори

Генераторите трансформират механичната енергия в електрическа енергия. Въпреки, че едно време хидроелектрическите системи са били вариращ прав ток, за да паснат с тогавашните търговски електрически системи, то днес в нормалната практика се ползват генераторите с трифазен променлив ток. В зависимост от характеристиките на доставената мрежа, производителят може да избере сред:

- ▶ **Синхронни генератори:** те са оборудвани с DC електрическа или система за постоянно магнитно възбудждане (ротационна или статична) свързана с регулатор на волтажа, за да се контролира волтовата производителност, преди генераторът да се свърже с мрежата. Те доставят реактивна енергия, необходима за електрическите системи, когато генераторът е свързан в мрежата. Синхронните генератори могат да работят изолирани от мрежата и да произвеждат енергия, докато възбудимостта не е зависима от мрежата.
- ▶ **Асинхронни генератори:** те са прости индукционни мотори без възможност за регулиране на волтажа и функциониращи със скорост директно свързана с честотата на системата. Те получават своят ток на възбудимост от мрежата, като абсорбират реактивната енергия от собствения си магнетизъм. Добавяйки серия от кондензатори може да се компенсира за абсорбираната реактивна енергия. Те не могат да генерират, когато са изключени от мрежата, понеже не са способни да предоставят свой собствен ток на възбудимост. Обаче, те се използват в много малки самостоятелни приложения, като евтино решение, когато се изисква качеството на доставеното електричество да не е от висока класа.

Под 1 MW, синхронните генератори са по-скъпи от асинхронни и се ползват в електрическите станции, където производителността на генераторите представлява значителен дял от товара на ел.системата. Асинхронните генератори са по-евтини и се използват в устойчиви мрежи, където тяхната производителност е незначителна част от товара на ел.системата. Ефективността би била 95 % за 100 kW машина и може да нарасне до 97% спрямо произведената мощност от 1MW. Ефективността на синхронните генератори е малко по-висока. Като цяло, когато мощността надвиши няколко MVA , тогава се инсталира синхронен генератор.

По настоящем, системите с варираща скорост и постоянна честота (VSG), в които скоростта на турбините е позволено да варира в широки граници, докато волтажа и честотата се запазват постоянни и неразрушени, вече са налични. Преобразувателят на честота, който се използва за да свърже генератора през връзка DC с мрежата може даже да „синхронизира“ мрежата преди генератора да започне да се върти. Този подход често се предлага като средство за подобряване на изпълнението и намаляване на разходите. Но няма да се стигне до намаляване на разходите, ако се ползва турбина с перки, ако се премахне регулирането на плъзгача. Също така не е възможно да се подобри производството на енергия в сравнение с двойно-регулираната турбина на Каплан. Обаче, има редица случаи, където работата с променлива скорост изглежда подходящо решение, т.е. когато напорът варира в значителна степен.

Операционният волтаж на генератора нараства с мощност. Стандартните волтове за производство са 400 V или 690 V позволяват ползването на стандартни трансформатори на разпространение и ползването на генериран ток за захранване в завода на ел.системата. Генераторите с няколко MVA обикновено са проектирани за по-високи операционни волтове до няколко kV и са свързани в мрежата, ползвайки регулиран трансформатор. В този случай е необходим независим трансформатор HT/LT за допълнително доставяне на енергия от електроцентралата.

IV.7.4. Контрол на турбините

Турбините са проектирани за определен напор и дебит. Всяко отклонение от тези периметри може да бъде компенсирано за отваряне или затваряне на контролните устройства, като например вратички, клапи, резервни дюзи на клапите, независимо дали ще поддържат изходната енергия, нивото на водната повърхност на входа или постоянния дебит на турбината. В схеми свързани с изолираната мрежа, параметърът който трябва да бъде контролиран е скоростта на турбината, която контролира честотата.

В не свързана система, ако генераторът стане пренатоварен, турбината започва да намалява скоростта, затова има нужда от покачване на потока на водата, за да се гарантира, че турбината няма да спре. Ако няма достатъчно вода да направи това, тогава част от товара трябва да се премести или турбината трябва да се спре. Обратно, ако товарът бъде намален, тогава потокът към турбината ще нарасне или ще се запази постоянен и допълнително енергия може да се разтовари в ел. товар, свързан с терминалите на генератора.

Ако първият подход, регулирането на скоростта (честотата) е нормално завършен чрез контрола на потока; изчислява се отварянето на вратата, задвижващото устройство дава необходимите инструкции на сервомотора, кое то дава резултат в удължаването им и ретракцията на servo лоста. За да е сигурно, че лоста действително достига изчислената позиция, се предоставя обратна връзка до електрическото задвижващо устройство. Тези устройства се

наричат „регулатори на скоростта“.

Във втория подход се допуска, че при пълен товар, постоянен напор и поток, турбината ще функционира с проектна скорост, и по този начин ще поддържа целят товар от генератора; и тя ще работи с постоянна скорост. Ако товарът намалее, турбината ще клони към намаляване на скоростта. Електронен сензор, измерващ честотата ще засича отклонение и надежден и не скъп ел. регулатор на товара ще превключва на предварително заедно съпротивление и така ще се поддържа с точност системата на честотата.

Контролиращите устройства, които следват първия подход нямат ограничения в мощността. Електронните регулатори на товара, работещи съгласно вторият подход рядко надвишават капацитет 100 kW.

IV.7.4.1. Регулатори на скоростта

Регулаторът е комбинация от устройства и механизми, които засичат отклонения в скоростта и ги преобразуват в промяна в положението на сервомотора. Чувствителен на скорост елемент открива отклонение от установената точка; този сигнал за отклонение е преобразуван и разпространен да възбуди задвижващия механизъм, хидравличен или електронен, който контролира водния поток в турбината. В турбината на Франсис, където се наблюдава намаляване на водния поток, трябва да се завъртят вратичките. За това е необходим мощн генератор, за да преодолее хидравличните и силите на триене и да поддържа вратичките в частично затворено положение или да ги затвори напълно.

Няколко вида генератори са налични от стари чисто механични до механо-хидравлични и механо-електронни. Чисто механичният регулатор се използва при малки турбини, заради своята контролна клапа, с него лесно се оперира и не изисква особени усилия. Тези регулатори ползват механизъм за обратен ход, задвижван от шахтата на турбината. Производителността от този механизъм - оста на обратния ход намалява или се покачва в зависимост от скоростта на турбината - директно задвижва клапата, разположена на входа на турбина.

IV.7.5. Оборудване за разпределителното устройство (трафопост)

В много страни разпоредбите в електроснабдяването налагат законово задължение за ел.дружествата да поддържат сигурност и качество при снабдяването с електричество в определени граници. Независимият производител може да ръководи своя завод по такъв начин, че дружество да се наложи да се съобрази с неговите изисквания. Ето защо се изисква наличието на свързани електрически устройства вътре в електроцентралите за сигурност и опазване на оборудването.

Разпределителното устройство трябва да бъде инсталирано да контролира

генераторите и да поддържа връзка между тях и мрежата или с изолиран товар. Трябва да предоставя защита на генераторите, основния трансформатор и трансформатора обслужващ станцията. Прекъсвачът на генератора, независимо дали се задвижва от въздуха, магнетично или с вакуум, се използва, за да се свърже или прекъсне генератора с електрическата мрежа. Трансформаторите инструменти, както електрическите трансформатори (PTs) и токовите трансформатори (CTs) се използват да превръщат високите волтове и тока до по-управляеми нива за измерване. Оборудването за контрол на генераторите се използва да контролира волтажа на генератора, факторите на мощност и токовите прекъсвачи.

Заштитата на асинхронните генератори трябва да включва, сред всички други и следните: реле с обратна мощност, защитаващ от моторинг, диференциални токови релета срещу вътрешни повреди в намотката на статора генератора; реле за повреди на земята, предоставящи обратна връзка, както и защита от аварии на земята при генератора, и др. Защитата на електрическия трансформатор включва моментно свръх-токово реле и продължително свръх-токово реле за защита на основния трансформатор, когато се засече повреда в системата на шината или се появи вътрешна повреда в основния електрически трансформатор.

Независимият производител е отговорен за сподобите за заземяване в рамките на инсталацията. Тя трябва да бъде проектирана съобразно комуналните дружества. Споразуменията за заземяване ще зависят от броя на единиците, които ползват и собствената система за конфигурация на производителя и операционния метод.

Измервателното оборудване трябва да бъде инсталирано в точката на доставка за да се вписват измерванията съгласно изискванията на електрическите дружества.

Във високо-воловата част има линия на електрически прекъсвач и линия на прекъсване - комбинирана със земно включване - за изключване на генераторната единица и основния трансформатор от линията на трансмисия. Измерването се постига посредством Р.Т и С.Т. А генератори, включен е и токов прекъсвач като допълнителна защита за генератора. Трансформатора предоставя енергия за дейността на вратичките, прекъсващите клапи, сервомотора, масления компресор и др. в станцията.

Може да се очаква особена сложност в станция с много подразделения, където гъвкавостта и продължителността на дейността са от важност.

IV.7.6. Автоматичен контрол

Малките хидросхеми обикновено работят без наблюдение чрез система за автоматичен контрол. Понеже не всички електростанции са подобни, почти невъзможно е да се определи степента на автоматизация, която да бъде включена в дадената схема, но има някои изисквания за общо приложение:

Системата трябва да включва необходимите релета и механизми за отчитане на проблеми в хода на работата от сериозен характер и след това да се доведе частта от централата или целият завод до безопасни условия на функциониране. Съответните операционни данни за завода трябва да бъдат набавени и да са налични и да се вписват в база данни за по-късни оценки на изпълнението на завода.

Трябва да се въведе интелигентна система за контрол, която да позволи пълното функциониране на завода при прилагане на външен контрол.

Би било възможно да има достъп до системата за контрол от отдалечено местоположение и да се пренебрегнат автоматичните решения.

Системата трябва да бъде способна да комуникира с подобни единици, надолу и нагоре по течението, с цел да се оптимизират операционните процедури.

Очакването на повреди представлява окуражаване на системата за контрол. Ползвайки експертна система, подхранена с основни операционни данни, възможно е да се очакват повреди, преди те да се появят и да се вземат корективни мерки, за да не се появяват повече такива повреди.

Системата може да бъде конфигурирана по модули. Преминаването от аналогови към дигитални модули за измерване на нивото на водата, позиционирането на вратичките, ъглите на остриетата, моментната енергийна производителност, температурите и др. Модул на дигитален към аналогов конвертор за задвижване на хидравличните клапи, таблични архиви и др. Модул брояч за измерване на генерираните kWh импулси, отмерване на дъжда, пулса на потока , и др. и „умен“ телеметричен модул, предоставящ връзка между външните комуникации, посредством телефонни линии, радио връзка и други комуникационни технологии. Този подход на модулната система е добре изучен до изисквания за вариации в широк мащаб, които се срещат в водно-енергийния контрол, и позволява както на хардуера така и на софтуера да се стандартизира. Може да се реализира намаляване на разходите посредством ползването на стандартна система и модулен софтуер, които позволяват лесната им поддръжка.

Системите за автоматичен контрол могат значително да намалят разходите за производство на енергия, чрез намаляване на поддръжката и нарастване на надеждността, докато направят дейността на турбините по-ефективна и производството на енергия по-голямо от наличната вода.

С огромното и бързо развитие на лаптопите, техните цени сега са много ниски. Много производители доставят система за добиване на стандартизиранi данни. Ново и евтино периферно оборудване, лесно свързано с преносимите компютри, това са “пазителите”- помагащи на проследяването и заместването на контролното оборудване в случай на повреда, са налични и лесни да се интегрират на ниски цени. Подобрените графични програмни техники подпомагат развитието на лесен за ползване софтуер с ползването на графичен интерфейс. Благодарение на бързото развитие на дигиталните техноло-

гии, разликите между хардуерните платформи, като например PLCs, микро контролни устройства и промишлени PCs, изчезват за оператора.

IV.7.7. Допълнително електрическо оборудване

IV.7.7.1. Трансформатор на обслужване на завода

Консумацията на електричество, включваща осветление и статични механични помощни части може да изиска от 1 до 3 процента от капацитета на инсталацията; високият процент се прилага в микро хидросхеми (с по-малко от 500 kW). Обслужващият трансформатор трябва да бъде проектиран така, че да вземе предвид тези импулсни товари. Ако е възможно, трябва да се използват два алтернативни доставчика, с автоматично превключване, за да се осигури обслужването на неконтролирана инсталация.

IV.7.7.2. DC контролно устройство за доставка на енергия

Общо препоръчително е, инсталациите контролирани от разстояние да са оборудвани с аварийно 24 V DC захранване от батерия, за да се позволи контрол над инсталацията за закриване след авария в енергийната мрежа и комуникацията със системата по всяко време. Ампер-часовият капацитет трябва да бъде такъв, че при загуба на захранващия ток, да бъде гарантиран пълен контрол докато е необходимо, за да се приложат корективни мерки.

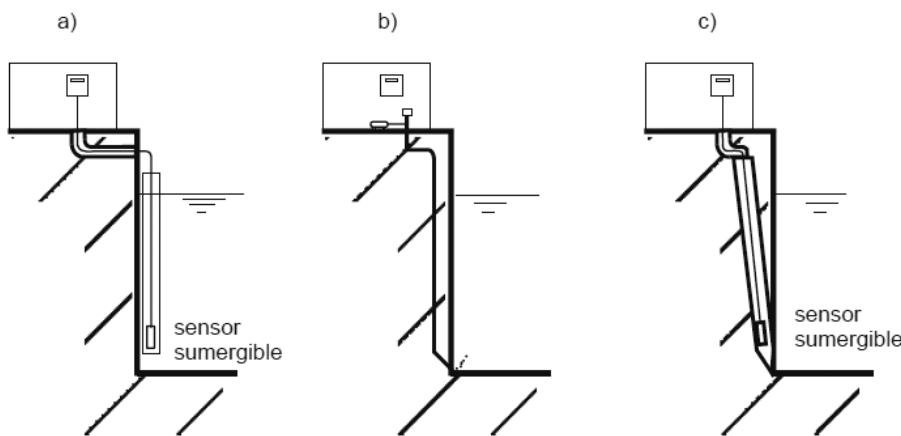
IV.7.7.3. Регистриране на горно и долно водно течение

В една хидро- инсталация, трябва да се вписват както входната, така и изходната вода. Най-лесният начин е да се фиксира, безопасно по течението, табела, маркирана с метрите и сантиметрите с нивелирна рейка, обаче някой трябва физически да наблюдава и и записва измерванията. В електроцентрали оборудвани с автоматичен контрол, най-доброто решение е да се използват трансдюсери, свързани с компютъра чрез оборудването за добиване на информация.

Днес, измервателните единици - сензори - вписват измерванията, които варират и ги превръщат в сигнал, който се предава на производствената единица. Измервателния сензор трябва винаги да бъде инсталиран в обекта на измерване, където нивото трябва да се измери - обикновено е обект на сурови климатични условия и труден достъп - докато производствената единица обикновено е отделена и позиционирана в добре защитена среда, с лесен достъп за операционни и обслужващи дейности.

Съществува широка гама от сензори, като всеки един от тях използва различни измервателни принципи. Трябва да се знае, че точката на нивото на

измерването трябва да бъде внимателно избрана с цел да се представи цялото ниво от горното до крайното течение. Съгласно принципа на Бернули, промяна в скоростта на течението причинява промяна в динамичното налягане и постепенно във видимото водно ниво, измерено от сензора за налягането. Ако мястото на измерване се намира в приливни или отливни съоръжения, където могат да се появят високи скорости в течението, измерването ще даде грешни резултати. Сензора на нивото ще предаде сигнал, като ползва хидростатичния метод (фигура 6.36 а) или пневматичния (балончета) метод (фигура 6.36 б). В първия метод трябва да се обърне внимание, така че всички тръби за предаване на налягането са измерени и положени по такъв начин, че да не затрудняват, нито да позволяват акумулирането на въздух в тях. При втория метод, сензорният отвор е разположен по-ниско от съответстващото ниво в началото на измерването, така че нито може да проникне вода, нито да се събере в линиите. В решението представено на фигура 6.36 а), плаващият материал може да повреди инструмента. Най-доброто решение е прикритото сглобяване на всички части заедно в стената, както е показано на фигура 6.36 б) и с).



фиг. 6.36

IV.7.7.4. Външна подстанция

Така наречената система „вода-тел” обикновено включва подстанция. Линия прекъсвач трябва да разделя завода, включвайки стъпаловиден трансформатор от мрежата в случай на повреди в електрическата централа. PTs и CTs за kWh и kW измерването са обикновено монтирани в подстанцията, в свързващата точка между външните ел.проводници и отвеждащата линия към мрежата. В зони с висока чувствителност към външните условия, подстанцията е затворена в електроцентралата, и предавателните кабели я отвеждат към напорния водопровод. Светлинните спирачни механизми за защита срещу течове или светковици, които святкат в близката мрежа, обикновено се монтират в сградата на подстанцията.

Глава V

Влияние на околната среда върху строителството на хидроелектрически централи

V.1. Разбиране

“Третата конференция на страните, членки на рамковата конвенция за климатични промени на ООН” е била проведена в Киото през Декември 1997 г. Това е била втората инициатива след историческата конференция в Рио за Околна среда и развитие, провела се през юни 1992 г. Даже по-рано, ЕС вече е признал спешната нужда да засегнат проблемите с глобалното затопляне. “Белият доклад за Стратегия на Общността и План за действие, озаглавен: “Енергия за бъдещето: възобновяеми енергийни източници” е разработена впоследствие, с която се прави крачка напред.

Най-накрая, “Директива/77/ЕС на Европейския Парламент и на Съвета на ЕС от 27 септември 2001 г. за промоциране на пазара на електричество, произведено от възобновяеми енергийни източници” определя ясни общностни цели. Бе изразена глобалната индикативна цел от 12% ВЕ от брутното вътрешно потребление на енергия до 2010 г. за постигането на тази амбициозна цел, за всички страни членки на ЕС е било нужно да посочат националните си индикативни цели за потреблението на енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници.

Стратегическият анализ за развитието на малки хидроцентрали в Европейския Съюз: “Синя епоха за Зелена Европа” бе завършен през 2002 г. и дава много интересен преглед на потенциала на МХЦ, чрез различни подходи. Страните от ЕС регистрират, под икономически пречки и такива на околната среда покачване на капацитета от 1111 MW чрез надграждане на съществуващите заводи (годишна продукция от 4518 GWh) и нарастване капацитета от 4828 MW чрез реализирането на нови хидролелектрически централи (годишна производителност от 19645 GWh).

Техническият потенциал само с техническите ограничения може да бъде представлявано от гореспоменатите цифри: 2080 MW (8100 GWh/год.) чрез над-

граждане на съществуващите заводи и 9615 (38058 GWh/y) от нови централи, теоретично може да се постигне. Достигането на "теоретичната" цел (46158 GWh/y) ще наложи годишно намаление с 20 miliona тона емисии CO₂, основавайки се на разумна стойност (заводи, които горят газове) от 0.43 kg CO₂/kWh.

Обаче, според сегашните тенденции горната цел не може да бъде достигната, докато административните процедури, които оторизират ползването на водата не се ускорят. Столици, ако не и хиляди искания за оторизация чакат одобрение, закъснението е причинено предимно от конфликта с околната среда. Някои агенции за околната среда изглежда оправдават или поне представят като извинение - това блокиране, базирано на ниския капацитет на малките централи. Изглежда е забравено, че по дефиниция, възобновяемите енергии са децентрализирани и, че понастоящем само малките водни централи и вятърните турбini могат съществено да допринесат за производството на възобновяема електроенергия.

В същото време, докато се приеме, че производството на електричество в малките централи не произвежда CO₂ или течни замърсители, факт е че поради тяхното местоположение в чувствителните зони, местните влияния не винаги са за пренебрегване. Значителните глобални предимства на малките хидроцентрали не трябва да пречат на идентифицирането на товари и въздействия на местно ниво и вземането на необходимите мерки за отстраняването им. Големите топлоцентрали, поради икономическата им релевантност и мащаб, са оторизирани на високи административни нива и в някои случаи, техните влияния не могат да се смекчат в настоящия момент. Една малка водноелектрическа схема произвежда влияния, които обикновено могат да се намалят, считана на ниски административни нива, където влиянието на групите на натиск - риболовни асоциации, екологи и др.- е по-голям.

Не е трудно да се идентифицират въздействията, но не е и лесно да се определи кои мерки за смекчаване на ефекта да се предприемат, понеже обикновено това се диктува от субективни аргументи. Затова е силно препоръчително да се установи постоянен диалог с тези, които разработват проекти, щадящи околната среда, и би било уместно да се предоставят няколко насоки, които ще помогнат на проектанта да предложи мерки за смекчаване, които лесно да бъдат одобрени от лицензиращите органи.

Напоследък, изпълнението на Рамковата директива за водата ще въведе строги допълнителни изисквания в екологично отношение. Има известно съмнение, че изпълнението на екологичните цели, като например строителството на риболовни бай-пас системи или намаляване на жизнеспособността на ТЕЦ-овете. Постигането на целите на околната среда не зависят от идеологическа съпротива на този, който строи обекта, а от икономическите ограничения. Въщност, "проблемът на околната среда" има икономически корени.

V.2. Въздействие по време на строителната фаза

Схеми от типа отклонение, многофункционални водохранилища, въведени в напоителен канал или построени в напоителна система произвеждат много различни влияния една от друга, както от количествена, така и от качествена гледна точки. Схема, ползваща многофункционални язовири практически няма неблагоприятни влияния, тъй като се разбира, че когато язовирът е изграден, вече са били взети мерките за смякчаване на тези влияния. Даже и разположението на централата ще се бъде върху основата и няма да променя екологичната система.

Схеми, интегрирани в напоителен канал или в напоителна система няма да въвеждат нови влияния върху тези, които вече са генериирани при изграждането на канала или напоителната система. От друга страна, схемите с отклонения представляват много особени аспекти, които трябва да бъдат анализирани.

V.2.1. Водохранилища

Влиянията получени при строителството на язовир и създаването на прилежащи водохранилища включват, като допълнение към загубата на основа, строителство и отваряне на строителни пътища, строителни платформи, изкопни работи, работа с взривове и даже -в зависимост от големината на язовира- цехове за производство на бетон. Други не пренебрежими аспекти са барьерния ефект и промяната на потока, в зависимост от речното регулиране, които не са съществували преди. Трябва да се подчертава, че водохранилищата всъщност не са типични за малки водноелектрически схеми. Болшинството от ТЕЦ принадлежат към вида течение на река, без особено мащабни свързани с изграждането на язовири строителни работи.

Обаче, влиянията породени от строителството на язовир не се различават от тези, предизвикани от широко-мащабни инфраструктурни проекти, чийто ефекти и мерки за намаляване на влиянието са добре известни.

V.2.2. Водни отвори, открити канали, напорни водопроводи, отвеждащи улеи

Влиянията получени при строителството на тези съоръжения са добре познати и описани в Таблица 1, т.е. шумове, засягащи живота на животните, опасност от ерозия, поради загуба на растителност по време на изкопните работи, мътност на водата и отлагане на седименти в долното течение, и др. за да се намалят тези влияния, стриктно се препоръчва, изкопните работи да бъдат извършвани в сезона на ниски води и засегната почвена основа да бъде възможно най-бързо възстановена. Във всеки случай тези влияния са винаги

преходни и не представляват сериозна опасност за административни оторационни процедури.

С оглед на защитната роля срещу речната ерозия, полезно е да се възстанови и да се засили растителността на речния бряг, която може да бъде заsegната по време на строителството на хидравличното съоръжение. Трябва да се отбележи, че земята трябва да бъде засадена с присъщи за зоната местни видове, които лесно се адаптират към местните условия.

Проучването за оценка на въздействието трябва да вземе предвид ефектите от разпръскване на изкопен материал в течението и неблагоприятните последствия от строителните работници, живеещи в незаселената зона по време на строителната фаза. Това влияние, което може да е негативно, ако схемата е разположена в национален парк, може да бъде положително в не-чувствителна зона, като покачва нивото на своята активност. Емисиите, излизящи от колите, праха при изкопните работи, високото ниво на шум и други незначителни товари допринасят за разрушаването на околната среда, когато схемата е разположена в чувствителни зони. За смекчаване на горните влияния, ръководството на трафика трябва много внимателно да бъде планирано, за да се елиминират ненужните движения и да се ограничи до минимум трафикът.

От положителната страна, трябва да се отбележи, че нарастването нивото на активност в зоната, ползвайки местена работна сила по време на строителната фаза се приветства много добре като идея.

V.3. Влияния, произлизящи от строителството

V.3.1. Звукови влияния

Допустимото ниво на шум зависи от местното население или от изолираните къщи в близост до електроцентралите. Шумът идва предимно от турбините и когато те се ползват, скоростта нараства. Днес, шумът произлизаш от електроцентралите може да бъде намален, ако е необходимо, до нива в порядъка на 70 dBA, почти недоловими на открito.

Относно звуковите влияния, заводът Fiskebypower в Норхьопинг, Швеция е пример, който трябва да се следва. Собственикът на завода е искал максимално вътрешно ниво на звука от 80 dBA, вътре в електроцентралата при пълно функциониране. Максималното допустимо ниво на външен шум, през нощта, е било определено да бъде 40 dBA в обкръжението на няколко къщи, разположени на около 100 м разстояние.

За да се достигнат тези нива на шум, бе решено, че всички компоненти - турбини, ускорители на звук, и асинхронни генератори - трябва бъдат доставени в пакет от един и същ доставчик. Договорът за продажба определя нивото на шум, което може да бъде достигнато в пълния капаците на работа, оставай-

ки необходими мерки да задоволят исканията на производителя. Доставчикът приема следните мерки: много малки разлики в производството на механизми; звукоизолиращи одеяла, които да покриват турбините; генератори за охлаждане на водата вместо охлаждане на въздуха и старателно проектиране на допълнителните компоненти. Както и обичайната термоизолация, сградата е снабдена също така и с акустична изолация. Следователно, достигнатото ниво на шум варира между 66 dBA и 74 dBA, с около 20 dBA по-ниско от средното за шведските електроцентрали. Ако доставчикът е един, въпросът за отговорността отпада.

Намаляване на нивото на външния шум е добито чрез изолиране на вибрациите на стените и покрива на електроцентралата. Принципът на системата за намаляване на вибрациите е оставен на основата на плочата, бетоновите водни канали и колоните за въздушния кран се възбуджат от турбинните единици. Другите части на сградата, като поддържащите покрива бетонови греди и предварително излетите бетонови елементи в стените се поддържат от специални гумени елементи, проектирани с пружини, за максимално намаление на шума. За покривните греди са избрани специално съставени лагерни механизми с пружини (TrelleborgNovimbra SA W300). Подобно решение е избрано за предварително излетите бетонови елементи за стените. След като е построен веднъж, произлизането на звук от електроцентралата не може да бъде засечено като трафик, звук от водата в течението, и др. в най-близките жилищни сгради.

Подземната електроцентralа в Каватачио4, разположена на около 200 м от Пиаца Маджоре, историческият център на Бologna, също има заслуги в това отношение. Направеното изследване на акустичния ефект от страна на италианските схеми показва средно вътрешно ниво от около 85 dBA. Нивото на шума в близост до къщите, намиращи се до електроцентралата е било 69 dBA през деня и 50 dBA през нощта. Законодателството в сила изисква тези стойности да не надвишават 5 dBA през деня и 3 dBA през нощта. Предприетите мерки за изпълнение на тези изисквания са подобни до тези приети в Фискею:

- ▶ Изолация на машинното отделение, най-шумната зала, от съседните зали посредством двойни стени с различни големини, със слой стъклена вата между тях.
- ▶ Звукоизолиращи стени.
- ▶ Плаващи/подвижни подове върху килими от стъклена вата с 15 mm дебелина.
- ▶ Окачени тавани с заглушителни характеристики
- ▶ Тежки капаци на пода, оборудвани с звукоизолиращи капаци с чипове и неопренови уплътнители на таваните
- ▶ Вибрационни овлажнятелни фуги между перките и вентилационните шахти
- ▶ Тръби с ниска скорост на вятъра (4 м/сек)
- ▶ Два заглушителя на върха и отстрани на вентилационната инсталация

- ▶ Вътрешна и външни димоотводни тръби оборудвани със звукови филтри
- ▶ Въздушни проводи изградени на типа сандвич (бетон, стъкло, стъклена вата, перфорирани тухли и гипс)
- ▶ Динамично балансиранi въртящи се турбинни компоненти
- ▶ Охлаждащи водата синхронни генератори без четчици
- ▶ Механизми произведени с прецизност за ускорители на скоростта
- ▶ Силно подсилени турбинни обвивки и обвивки на ускорителите на скоростта за да се предотвратят резонанса и вибрациите.
- ▶ Анкериране на турбините със специален противосвиваем бетон за да се осигурят монолитните условия между хидроединиците и блокчето на основите
- ▶ Стабилност на турбината с големи количества бетон за намаляване на вибрационните амплитуди.

Подводната вентилация има три основни цели: отнемане на влагата от пространствата, за да се осигури коректното функциониране и поддръжка на оборудването, доставянето на свеж въздух за работниците и премахване на топлината, генерирана от различните компоненти. Даже и при максимална стойност на циркулацията на въздуха, изчислена на 7000 м³/ч, скоростта на въздуха в тръбите никога не надвишава 4 м/сек.

Вярно е, че горните два примера са частни случаи, но те са включени тук, за да покажат, че всичко е възможно, ако се счете за необходимо, независимо, че проектът може да изисква значително повишение на инвестицията. Също така е истина, че двата примера засягат схеми с малък напор, налагащи ползването на ускорители на скоростта; високопланинските схеми с отклонения биха позволили директното свързване на турбината и генератора, като по този начин се елиминира компонента, виновен за повечето от вибрациите.

V.3.2. Въздействие върху ландшафта

Качеството на визуалните аспекти е важно за обществото, чиято нарастваща неохота да приеме случващите се проблеми в тяхната зрителна околнна среда. Например, новите съвместни управления в нашия квартал с построен изкуствен плаж с пясък, извлечан от под морското корито се отхвърля от част от населението, въпреки че в много случаи това може да подобри обкръжаващата среда, включително и ландшафта. Проблемът е особено наболял при високопланинските хидросхеми или в схеми разположени в градската част. Този въпрос често се изявява под формата на гражданска дискусии и даже законови предизвикателства към тези които, чрез изграждането на такива схеми търсят да променят обичания ландшафт построявайки ги.

Всеки един компонент, който съставлява хидросхемата - електроцентрала, бент, преливник, напорен водопровод, входен канал, отвеждащ улей, под-

станция и трансмисионни линии - има потенциал да създаде промяна във визуалното въздействие върху обекта, като въведе контрастни форми, линии, цветове или структури. Дизайнът, местоположението, и външния вид на всяка една от тези характерни черти може добре да определи нивото на приемане от страна на обществото за цялата схема.

Повечето от компонентите, даже и по-обемистите, могат да се отделени от погледа, посредством ползването на ландшафта или растителност. Като се боядисат в неконтрастни цветове или текстури, за да се получат не-отразителни повърхности, даден компонент ще се смеси или допълни от характерния ландшафт. Градивни усилия, обикновено с малък ефект върху целя бюджет, могат да дадат резултат в проект, приемлив за всички засегнати страни: местните общности, национални и регионални агенции, еколози и др.

Преливникът обикновено е основната причина за „притеснения“. Разположението му трябва да бъде внимателно проучено, използвайки природните дадености - скали, основа, растителност - да го прикрие и ако няма друго решение, да се боядиса, за да минимализира контраста с основата. Ако преливникът бъде заровен, това обикновено е най-доброто решение, макар и операторът да се сблъска с известни неудобства за поддръжка и контрол. Температурните фуги и бетоновите анкерни блокчета могат да се разредят или елиминират; земята ще се върне в първоначалното и състояние и тръбата няма да представлява бариера за преминаване към дивата природа.

Глава VI

Икономически анализ

Инвестицията в една малка хидросхема налага след себе си голям брой разходи по време на изпълнението на проекта и води до приходи, които се разпределят след известен период от време. Разходите включват фиксиран компонент - капиталови разходи, застраховка, данъци, различни от данък печалба и др. - и вариращ компонент - операционни и разходи за поддръжка. В края на проекта, като цяло ограничен от оторизационния период, остатъчната стойност обикновено ще бъде положителна, въпреки че администрациите изискват напускане/отказ от услугите, които стават собственост на държавата. Икономическият анализ сравнява различните възможни алтернативи, които позволяват или най-изгодния избор или напускане проекта.

От икономическа гледна точка, една хидроцентрала се различава от конвенционална топлоцентрала, понеже нейната инвестиционна стойност за kW е по-голяма, а операционните разходи са изключително ниски, тъй като няма нужда да се заплаща гориво.

Икономическият анализ може да бъде изгotten или като се включи ефектът от инфляцията или ако той се изпусне. Работейки с постоянна парична стойност има предимството да се направи един изключително независим от степента на инфляция анализ. Лесно е да се направят оценки на стойността по този начин, тъй като те се отнасят до близка точка във времето, което означава че те са представени във валута, която има покупателна стойност близка до настоящия случай. Ако има причини да се вярва, че дадени фактори ще развият до различна степен от инфляцията, те би трябвало да се третират с диференциална инфационна стойност. Например, ако допуснем, че поради електричеството тарифите ще нараснат с два пункта в сравнение с инфляцията, докато останалите фактори останат постоянна стойност, цената на електричеството ще спада с 2% всяка година.

Изчисляване на инвестиционната стойност представлява първа стъпка към икономическата оценка. За предварителния подход, оценката може да се основава на стойността на подобни схеми.

Съществуват редица налични софтуерни пакети в помощ на анализа на

потенциалния обект. Компютърно базираните пакети, като например HydrA и Hydrosoftare, които са налични в глобалната мрежа и могат да се свалят. Някои от тях са лимитирани за определени региони или държави, докато други са по-генерични. Софтуерния анализ за пред-проучване RETScreen е генеричен, свободно наличен софтуерен пакет с наръчник за ползване онлайн. Той улеснява ползвателите да подготвят предварителна оценка за годишното производство на енергия, разходите и финансовата жизненост на проектите.

Докато се идентифицира, че един проектът има първостепенен технически потенциал, ключът към всяко успешно развитие е като се предприеме икономически анализ на обекта, който ще предостави точно определяне на необходимия инвестиционен разход. По време на този анализ, основна грижа е изчислената стойност за kW на обекта.

Обаче, оценката на разхода е важна за икономическия анализ, необходимо е втора стъпка, да се направи предварителен проект, включващ основните компоненти на схемата. Основавайки се на този проект, бюджетните цени за материали могат да се получат от доставчиците. Тези цени не могат да се считат за твърди цени докато спецификациите и датите на доставка не бъдат предоставени. Това ще стане по-късно, по време на същинския дизайн и процесите на доставка.

Нека не се забравя, че за инсталация свързана с мрежата, трябва да бъде инвестиционния разход на линията на свързване, понеже съгласно различни национални разпоредби действащи в сила, макар и понякога да стават собственост на собственика на мрежата, тя винаги се изгражда за сметка на разработващия хидроелектрическата схема. Инсталация в близост до точката на свързване с мрежата ще бъде по-евтина от една, която е инсталирана далече от тази точка. Същото основания важи и за телефонните линии. В завод с автоматично управление, телефонна линия, която предава телеметри и алармен сигнал често се ползва въпреки понякога може да бъде по-евтино да се ползва самата трансмисионна линия за установяване на радио връзка. Ползването на цифровия мобилен телефон става също все по-често явление, ако има достатъчно добро покритие.

Икономическият анализ на схемата от страна на този, който я разработва може да се опости ако цените на електричеството за MWh са извести и са устойчива единица. Обаче, това не е случаят и пазарите се променят постоянно - настоящата стъпка към либерализация и отваряне към пазарите и промоцията на възобновяемите енергии служат като добър пример. Тарифите са договорни по различни начини между производителя и доставчика и се влияят от националните политики на страните. Тези политики могат и се различават в различните страни и се разглеждат и променят често, като това затруднява да се направи нещо повече от подробен преглед. Договорените тарифи чрез някои форми на споразумение за покупателна сила с доставчика ще варират в различните страни и ще бъдат силно повлияни от националната политика на страната. Ето защо е важно за разработващия схемата ясно да разбере намесването на националната политика.

„Времевата оценка на парите“ е концепция, която цитира, че едно евро получено днес, не е равно на едно евро получено в някои момент от бъдещето, тъй като еврото получено днес може да бъде инвестирано за добиване на лихва. Анализът Времевата оценка на парите общо включва взаимовръзката между дадена сума пари, даден период от време и дадена стойност на съставната лихва.

Библиография

1. Мосони, „Развитие на водната сила.“, Том I и II, AkadémiaiKiadó Будапеща, 1987/1991
2. Ф.Х Уайт, „Флуидна механика“, MacGraw-Hill Inc. USA
3. ISO 1100-1: 1996 “Измерване на течния поток в отворени канали. Част 1: Изграждане и функция на измервателна станция”.
4. ISO/DIS 110-2 “Измерване на течния поток в отворени канали. Част 2: Определяне на връзката етап-изпускане” (ревизия на ISO 1100-2: 1982).
5. ISO 3847: 1977: “Измерване на течния поток в отворени канали от преливници и подаващи канали- метод края на дълбочината за изчисляване на правоъгълни канали със свободен пад (преливане)”.
6. Британска асоциация за хидродинамично проучване, “Процедури и беседуване за проект и функция на сифонни преливници”, Лондон 1975 г.
7. Т. Мур, “TLC за малки хидроцентрали: по-добър дизайн, по-малко главобоядия”, ХидроПреглед, Април 1988.
8. Шодри, “Приложни хидравлични прииждания.”, Ван Ностранд Рейнхолд Кампъни, 1979.
9. HydrA -компютърно базиран софтуерен пакет за бързо изчисляване на хидроенергийния потенциал във всяко местоположение в Обединеното Кралство или Испания. Софтуер, който е разработен за други страни в ЕС и понастоящем е наличен в Испания и Обединеното Кралство. (Институт по хидрология, UK, 2000, <http://www.nerc-wallingford.ac.uk/ih/>).
10. Работен доклад на Европейската Комисия „Електричество от възобновяеми енергийни източници и вътрешен пазар на електричеството.
11. Северозападен регион в Румъния Демо-географски характеристики
12. Изпълнение на рамковата директива за водата на ЕС в България
13. Ползване на енергия от водите на река Искър чрез построяването на девет мини ВЕЦ по речното корито на територията на общините Своге и Мездра, България
14. Анализ на възобновяемите енергии и влияние върху селското развитие в Румъния
15. България Профил на страната
16. Румъния Профил на страната

17. Цялостна оценка на околната среда на басейна на река Огоста (Северозападна България)
18. разработване на хидрологичния модел за Горното течение на Вит от НЕС-HMS с оглед на идентификация на липсващи големи напори
19. насоки за как се разработва малка хидроцентрала
20. Обща рамка и приложение на басейна на река Жиу в Румъния
21. Демографски намеси на социално изключване в централна и източна Европа
22. Точка на източника на замърсяване в басейна на река Дунав
23. <http://www.wikipedia.com>
24. <http://ws2-23.myloadspring.com/sites/renew/default.aspx>
25. <http://data.worldbank.org/>

**OPPORTUNITY STUDY
ON THE CONSTRUCTION
OF A HYDROELECTRIC POWER STATION**

Chapter I

Political frame

Following the “Third Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change” held in Kyoto in December 1997, the European Union has recognized the urgent need to tackle the climate change issue. It has also adopted a target to reduce greenhouse gas emissions by 8 % by 2010 from 1990 levels, whereas for other industrialised countries the target is 5 %.

To facilitate the Member States achieving this objective, the Commission identified a series of actions, focusing on reducing energy consumption and carbon emissions (CO₂).

The development of energy from renewable resources is a very important step in the reduction of CO₂ emissions. Therefore the EU Council and Parliament has brought forward Directive 2001/77/EC for the promotion of electricity produced from renewable energy resources

Electricity production from hydropower has been, and still is today, the first renewable source used to generate electricity. Nowadays hydropower electricity in the European Union - both large and small scale - represents, according to the White Paper, 13% of the total electricity generated, so reducing the CO₂ emissions by more than 67 million tons a year. But whereas the conventional hydro requires the flooding of large areas of land, with its consequential environmental and social issues, the properly designed small hydro schemes are easily integrated into local ecosystems.

In 2001, approximately 365 TWh of hydro energy was produced in the European Union from an overall capacity of 118 GW. Small hydro plants accounted for 8.4% of installed capacity (9.9 GW) and produced 39 TWh (about 11% of Hydro-power generation). Given a more favorable regulatory environment, the European Commission objective of 14000 MW by 2010 should be achievable and that small hydro would be the second largest contributor behind windpower.

The large majority of small hydro plants are “run-of-river” schemes, meaning that they have no or relatively small water storage capability. The turbine only produces power when the water is available and provided by the river.

When the river flow falls below some predetermined value, the generation ceases. Some plants are standalone systems used in isolated sites, but in most cases in Europe, the electricity generated is connected to the grid. Stand-alone,

small, independent schemes may not always be able to supply energy, unless their size is such that they can operate whatever the flow in the river is. In some cases, this problem can be overcome by using any existing lakes or reservoir storage that exists upstream, of the plant.

The connection to the grid has the advantage of easier control of the electrical system frequency of the electricity, but has the disadvantage of being tripped off the system due to problems outside of the plant operator's control.

It is possible for grid connected systems to sell either all or some of their energy to supply company. (Note: this may not necessarily be the grid operator). However, the price paid for this energy is generally, in Europe particularly, fairly low. In recent years, supported by the RES-e

Directive an in some cases National Government legislation enhanced payments are available for trading renewable energy states. This has helped small scale developments obtain a reasonable rate of return on the investment. It has also led to an increase in small scale hydro schemes being developed.

I.1. Romania

I.1.1. Current status

In Romania there are 362 Hydroelectric Power Plants (HPP) with an overall installed capacity of 6120 MW, which means 27.9% of the overall installed capacity of the Romanian power system (21905 MW).

The structure of these HPPs are the following:

- ▶ 95% of them are owned by SC HIDROELECTRICA SA and have an installed capacity of 5899.3 MW
- ▶ 2.5% are owned by SC ELECTRICA SA and have an installed capacity of 156 MW
- ▶ 1.9% are owned by SC TERMOELCTRICA SA and have installed capacity of 117.6 MW
- ▶ 0.6% other producers
- ▶ Out of these 362 hydroelectric power plants there are:
 - ▶ 317 HPPs with capacities between 0 and 30 MW, totalizing 1069 MW installed
 - ▶ 32 HPPs with capacities between 30 and 100 MW, totalizing 1529 MW installed
 - ▶ 13 HPPs with capacities over 100MW, totalizing 3552 MW installed (The Annual Statistic Book of Romania for 2001)

In 2000, the total energy produced by the hydro sector was 14778 GWh, representing 28.5% of the total energy produced in Romania.

In 1998 and 1999, due to the good hydraulicity (rainy years) the hydro sector produced 35.3% and 36.1% from the overall energy production of the country.

The most important Hydroelectric Power Plant of Romania is Portile de Fier 1, on Danube river, and it is also the biggest hydroelectric power plant in Europe. It has an installed capacity of 1050 MW (the Romanian part, only) and it is planned to reach 1167 MW at the end of 2005.

The other Hydroelectric Power Plants of the country are located on the following rivers: Olt, Lotru, Bistrita, Somes, Dragan, Arges, Dambovita, Raul Targului, Sebes, Raul Mare, Cerna, Bistra, Buzau, Motru, Danube.

The most important local manufacturer which has the capability to build any kind of hydroelectric equipment, is the Metallurgical Factory from Resita.

I.1.2. Hydro energy resources

In Romania, the most important water basins are: Olt, Lotru, Bistrita, Somes, Dragan, Arges, Dambovita, Raul Targului, Sebes, Raul Mare, Cerna, Bistra, Buzau, Motru, Danube.

The hydroelectric potential of Romania, according to the latest reevaluations is (Energetica Reviews 1995-2001, Electricity Supply in Romania 1996):

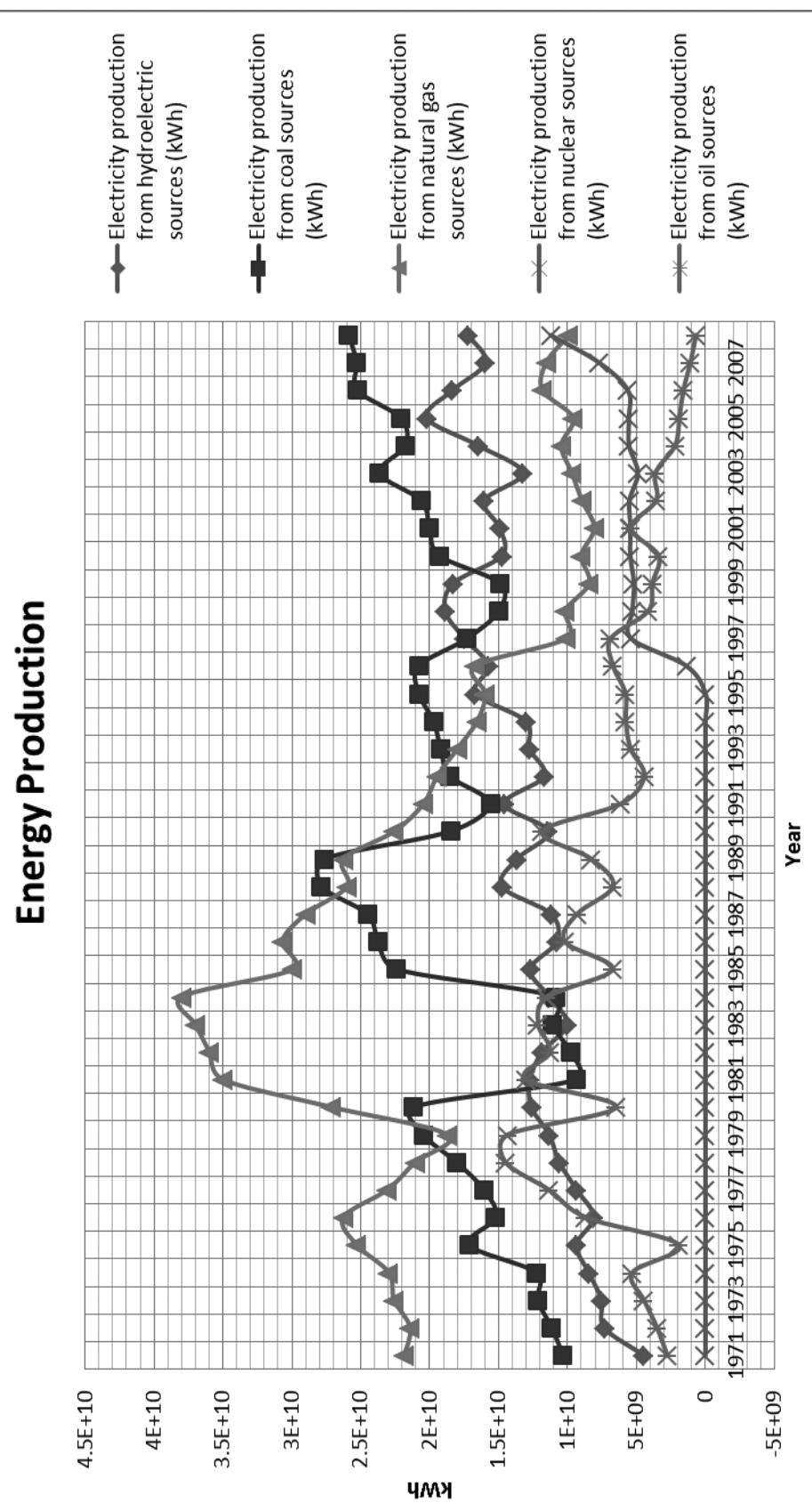
- ▶ theoretical potential = 70000 GWh/year, out of which:
 - ⇒ the potential of the rivers inside the country, 51600 GWh/year
 - ⇒ the potential of the Romanian part of the Danube, 18400 GWh/year
- ▶ technical potential: 34500 GWh/year and an installed capacity of 11370 MW, out of which:
 - ⇒ the Romanian part of the Danube: 11560 GWh/year and 2620 MW installed
 - ⇒ the micro-potential (HPP with capacities under 0.63 MW/plant): 2940 GWh/year and 757 MW installed
- ▶ economic potential: 27000 GWh/year and 9120 MW installed.
- ▶ exploitable potential (which is in accordance with the requirements of UCTE and takes into consideration legal and environment restrictions): from 24000 to 26000 GWh/year and from 7000 to 8200 MW installed.

At the end of 2000, 67.1% of the economic potential for energy and 54.7% of economic potential for power was exploited.

Current status of hydro power plants	
Installed capacity (small<30 MW)	317 HPP, 1069 MW installed
Installed capacity (medium 30-100 MW)	32 HPP, 1529 MW installed
Projects under construction (small<30 MW)	296.4 MW in 36 HPPs (the same identified as projects with high potential)
Projects under construction (medium 30-100 MW)	448.6 MW in 10 HPPs (the same identified as projects with high potential)

Hydro energy resource potential	
Level of information available	Very good
Country-level hydro atlas available?	Only a map, available at SC HIDROELECTRICA SA
Estimated potential	70000 GWh/year theoretical potential 34500 GWh/year, 11370 MW technical potential 27000 GWh/year, 9120 MW economic potential
Target established?	900 MW

Identification of areas/projects with high potential for hydro energy	
Recommended strategic assessments	No
Capacities between 0 and 30 MW	HPP Beretea (16.2 MW) HPP Robesti (28.5 MW) HPP Strei (16.8 MW) HPP Calan (7.8 MW) HPP Bacia (11.7 MW) HPP Simeria (11.5 MW) other 30 hydroelectric power plants with a total capacity of 203.9 MW
Capacities between 30 and 100 MW	HPP Surduc (31.2 MW) HPP Raul Alb (36 MW) HPP Movileni (37 MW) HPP ValeaZadului (35 MW) other 6 hydroelectric power plants with a total capacity of 309.4 MW



I.2. Bulgaria

I.2.1. Current status

Bulgaria has been utilizing its hydrological resources for over two centuries. The country currently has 10,300 MW of installed capacity from large commercial hydroelectric power plants (HPP's). Bulgaria also has approximately 545 MW of installed capacity from small and micro (< 15 MW) HPP's (World Electric Power Plants Database, June 2009). Approximately, 3.6 billion kilowatt-hours were generated by hydroelectric power plants in 2007, so hydroelectric power makes up about 10 percent of the total power generated in Bulgaria (EIA, 2007).

Bulgaria has growth in their hydroelectric power sector. Currently, 105 MW of hydroelectric capacity are being constructed, and 190 MW of capacity have been planned. For the most part, Bulgaria's technical and economic potential for large hydroelectric plants is being fully exploited (Renewable Energy Fact Sheet, European Commission).

The Bulgarian government has placed great emphasis on the development of the country's hydrological sources in an effort to limit the dependence on foreign fuel imports. The 1999 Energy and Energy Efficiency Act targeted privatization of power generation, including hydroelectric. In all, approximately 63 small and micro HPP's are located on the National Energy Company's (NEK) property, all of which are of focus for privatization. According to the World Bank Privatization Database, the PirinskaBistritsa Energy Company was privatized in 2000, and the Prouchvane i DobivnaFeft i Gaz Energy Company was privatized in 2003. The Bulgarian government in recent years has also initiated new licensing schemes as part of the project development process.

There are a few private sector companies who are actively involved in the development of small and micro HPP's such as Energoproekt, Hydro Ltd., AMEK, and ESD of Bulgaria. While the country does not have a hydro association, there are several organizations created on a municipal level who have taken an active interest in renewable energy sources. Municipal organizations such as the Plovdiv Energy Agency, as well as the Regional Energy Center's at Lovetch, Russe, and Haskovo - just to name a few.

Bulgaria's geography consists of mountainous terrain combined with valleys and plains. An average altitude of 470 m above sea level and an annual precipitation of 672 mm yield over 526 rivers that are greater than 2.6 km in length. All of these rivers flow into one of three main drainage basins: the Danube Watershed, the Black Sea Basin, and the Aegean Sea Basin. The longest river in Bulgaria is the Iskar, which flows for 368 km and finally discharges into the Danube Watershed.

Total yearly fluvial runoff from the country's inland rivers during a normal year is approximately 20.2 billion m³, and for a dry year can be as low as 9.3 billion m³ (Center for Integrated Regional Assessment, 2000).

1.2.2. *Hydro energy resources*

Bulgaria has been utilizing the hydrologic potential of the country's watercourses for over two centuries. The country currently has a total of 1,937 MWe of installed capacity which is mainly generated by the larger commercial hydroelectric power plants (HPP.s), while a total of 63 MWe is generated from small and micro HPP.s (Sofia Energy Cneter, 2002). This installed hydroelectric capacity equates to approximately 15 percent of the total installed commercial capacity for the country (US DOE 2002c). However, many of the existing HPP.s are over 30 years of age and are in need of some sort of rehabilitation to be restored to their true peak capacities.

The country's geography consists of mountainous terrain coupled with fertile valleys and plains. Table 12 indicates the hypsometry of Bulgaria. Considering that the average altitude is 470 m asl and the annual precipitation being 672 mm, it is not surprising that there are over 526 rivers in Bulgaria that are more than 2.6 km in length. All of which flow into three main drainage basins: The Danube Watershed, The Black Sea Basin, and the Aegean Sea Basin. The longest river is the Iskar which flows for 368 km and ultimately discharges into the Danube Watershed. Total yearly fluvial runoff from the country's inland rivers during a normal year is approximately 20.2×10^9 m³ while for a very dry year it can be as low as 9.3×10^9 m³ (Center for Integrated Regional Assessment, 2000). The total yearly water consumption of the country is approximately 10.6×10^9 m³, of which 31 percent is utilized for irrigation, 16 percent for potable and domestic purposes, 19 percent for hydroelectric, 26 percent for conditionally pure water for the economy, and 8 percent for other purposes.

The Bulgarian government has placed great emphasis on the development of the country's hydrological resources in an effort to limit the dependence on foreign imports of fuel. Resulting from the adoption of the 1999 *Energy and Energy Efficiency Act*, the basic legislative framework for the creation of a market oriented power sector was developed. An outcome of this is the target to privatize much of the power generation capabilities of the country. In all, approximately 63 small and micro HPP.s are located on the National Energy Company.s (NEK) property, and in 1998 the first attempts to privatize 22 HPP.s went underway with difficulty. Within the past year it appeared that the difficulties had, for the most part, passed and it now appears that most of the 63 have been targeted for privatization by 2005 (D. Tafrov, 2001). The Bulgarian government in recent years has also initiated new licensing schemes as part of the project development process. In addition to the environmental impact assessment laws set for by the Ministry of Environment and Waters, a project developer is required to adhere to the following regulations when developing a commercial hydroelectric power project:

- ▶ **Law on Waters** .the State dictates the commercial uses for all the country's watercourses. The law is currently in the process of being amended to comply with EU directives;
- ▶ **Law on Concessions** . dictates the requirements and criteria for assuming the rights for utilization of watercourses for commercial purposes;

- ▶ **Energy and Energy Efficiency Act** . dictates the licensing and permitting requirements for hydro sites which will be utilized for commercial energy purposes;
- ▶ **Territorial Structure Law** .includes the regulations for construction of energy supply networks.

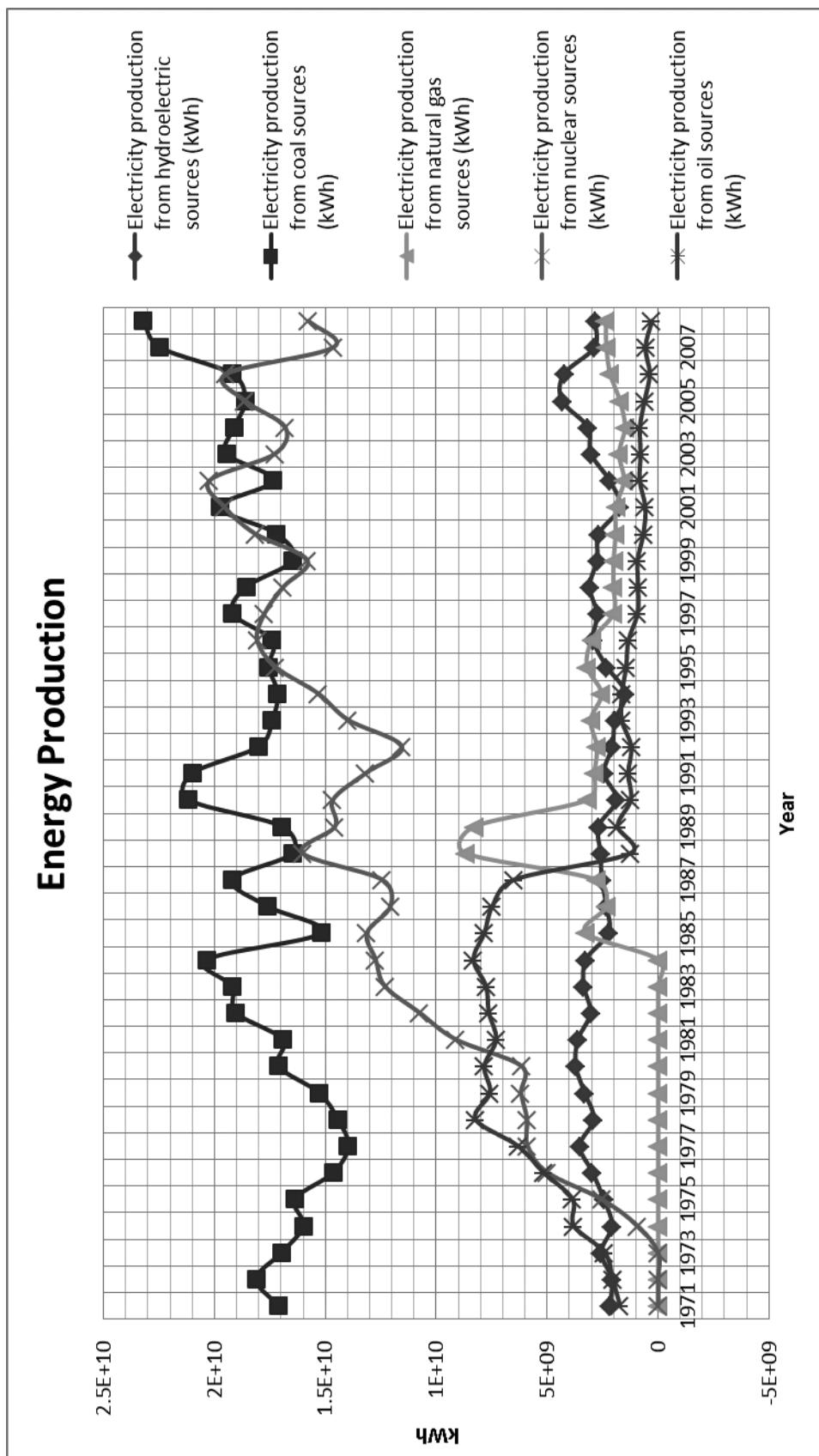
There are a few private sector companies who are actively involved in the development of small and micro HPP.s such as Energoproekt, Hydro Ltd., AMEK, and ESD of Bulgaria. While the country does not have a hydro association, there are several organizations created on a municipal level who have taken an active interest in renewable energy sources. Municipal organizations such as the Plovdiv Energy Agency, as well as the Regional Energy Center.s at Lovetch , Russe, and Haskovo are just to name a few.

There are a number of existing and potential projects that the State either has conceptual / initial studies or pre-feasibility studies already completed, and is looking for investors to proceed with the development of such projects. Considering this, there are very good opportunities for further hydro development in Bulgaria.

Current status of hydro power plants	
Installed capacity (small<30 MW)	There are over 62 small to medium sized HPP.s in Bulgaria. In addition there are an estimated 49 HPP.s with output <2MWe.
Installed capacity (medium 30-100 MW)	
Projects under construction (small<30 MW)	There has been feasibility studies performed on numerous sites along the Iskar and Strouma rivers for small HPP.s, although further project implementation or construction has not yet begun.
Proiecte in constructie (medie 30-100 MW)	

Hydro energy resource potential	
Level of information available	Fair - Good.
Country-level hydro atlas available?	Yes.
Estimated potential	10,000 GWh, annual potential by 2020 (considers: smallmedium- large HPP.S). 212MW, technical potential micro HPP.s (<2MW) by 2020.
Target established?	No. Although the State has expressed that total annual capacity of installed hydro could be approximately 10,000 GWh by 2020. Currently it is approximately 3,300 GWh (1999).

Identification of areas/projects with high potential for hydro energy	
Recommended strategic assessments	Assessment of micro-HPP potential of Bulgarian rivers; Assessment of the necessary rehabilitation efforts required to increase the output and efficiency of medium, small, and micro HPP.s.
Identified areas/projects	Iskar River Valley . est. 155 MWe Strouma River Vallery . est. 59 MWe Various Locations . N/A



Chapter II

Social and economic condition of the regions involved in the study

II.1. South-West Region of Romania

The South-West region, with a surface of 29,212 km² comprises 5 counties: Dolj, Olt, Valcea, Mehedinți and Gorj and correspond, mainly to the old historic region of Oltenia.

It is neighboring with Bulgaria, Serbia and with South Muntenia, Centre and West regions. In 2004 South West Oltenia Region had a population of 2,317,636 (which represented 10.69% of the total population of Romania) with a density under the national average (79.3 inhab/km², compared to 90.9 inhab/km²). The rural-urban structure of the population is 52.8% versus 47.2% (for Romania 45.1% versus 54.9%), the most rural counties being Olt (59.6%), Valcea (55%) and Gorj (53.3%).

The region relief has a relatively balanced distribution, including mountains, plains, hills and plateaus. In the north side of Oltenia, the relief has mountains and hills (the Carpathians and sub - Carpathians area), with predominating forests and grasslands. The plain area is specialised mainly in cultivation of cereals. The hydrologic network, formed mainly by the Danube River, Olt and Jiu rivers, provides the region with the main energetic role of Romania (71.57% of the total hydroelectric production).

The localities network comprise 40 towns, 11 of them being municipalities and 408 communes that comprise 2066 villages. The most important towns are Craiova (300,843 inhab), Rm. Valcea (111,980 inhab), Drobeta Turnu Severin (109,941 inhab), Targu- Jiu (96,320 inhab) and Slatina (81,342 inhab). As it concerns the small towns (under 20,000 inhab), many of them do not have an adequate structure and development: Vâñju Mare, Dăbuleni, Scornicești etc.

The labour market reflects the national trends. The employed population is distributed on the economic sectors as follows: agriculture and forestry (42.1%), industry (26.9%) and services (31%). The counties' analysis revealed higher rates of the employed population in agriculture in Olt (49.5%) and Mehedinți counties (48.4%), the service sector being more developed in Valcea (34.3%) and Dolj counties (33%).

The economic restructuring process caused the migration from urban to rural environment of a big number of aged unemployed populations, where they practice subsistence agriculture. The high share of rural population and the wide area of rural lands, mainly in the south side of the region, make the agriculture the predominant sector in the regional economy. Thus, the increasing number of the employed persons in agriculture and the division of the agrarian fields as a result of the property reform, as well as the use of less advanced technologies, led to an important decrease of work productivity in this sector as the value of results in real terms remained in general the same, while the labour force hired.

The construction of the 2 pan-european corridors (the road corridor IV and the Danube River corridor VII), which will cross the region, are expected to raise the regional accessibility and to stimulate investment attraction, contributing to a better mobility of the labour market. Least, but not the last, the project implementation will imply the use of the region' human resources.

Furthermore, in order to attract foreign investments, Romania set-up alongside the Danube - free areas with fiscal facilities, but none of these is located in Oltenia. After building the Calafat - Vidin bridge over the Danube, it is expected that Calafat to fulfill the necessary conditions to become a free area: a key point of the road, railway and also river international traffic.

The development of research facilities and capacity within the Universities Centres and the use of the research results within the SMEs sector could create conditions for the development of business environment.

SOUTH-WEST REGION							
INDICATORS	Region	Counties					Romania
		DJ	GJ	MH	OT	VL	
Population, employment, unemployment							
Total population (absolute figures)	2,317,636	720,554	386,097	305,901	488,176	416,908	21,673,328
Urban population (%)	47.2	53.0	46.7	48.3	40.4	45.0	54.9
Rural population (%)	52.8	47.0	53.3	51.7	59.6	55.0	45.1

II.2. Nord Region of Bulgaria

Bulgaria's success in transforming its economy from central planning to a market-based system remained unmeasured in 1991. Undoubtedly, any form of Bulgarian government faced a daunting task at that point. Because its financial and pro-

ductive resources had been allocated ineffectively for many years, the economy urgently needed major reforms. The manufacturing sector was uncompetitive in world markets, was technologically outmoded, and consumed energy and materials at enormously wasteful rates. The agricultural sector, once the most productive sector of the Bulgarian economy, had degenerated to the point that the country could scarcely feed its own people. A new trade regime with traditional partners would strain already low hard currency reserves, restricting access to raw materials and sophisticated technology. External and internal debt were enormous when Zhivkov fell. Inflation was high, environmental problems were severe, and skilled labor was insufficient.

Several factors complicate the quantification of socialist economies from a capitalist perspective. Prices in socialist economies serve primarily an accounting function; they do not reflect relative scarcities and demand for a product as they do in capitalist economies. Hence, comparisons of value indicators are difficult. In addition, some socialist statistics simply are calculated differently. For example, the socialist equivalent of national income, referred to as net material product (NMP), excludes the value of most services, including government, that are unrelated to physical production.

Accurate assessment of Bulgarian economic policies and performance under communist regimes also is complicated by incomplete, inaccurate, or misleading statistics. Some Western economists have attempted to extrapolate data based on a combination of Bulgarian statistics, various economic assumptions, and statistical techniques.

The total labor force in Bulgaria was 4.078 million in 1988. Of that total, 35.9 percent were classified as industrial workers, 19 percent as agricultural workers, and 18.9 percent as service workers. In 1985 some 56 percent of the population was of working age (16 to 59 years old for men and 16 to 54 for women); 22.9 percent were under working age, and 21.1 percent were over working age.

On 1 January 2007 Bulgaria entered the European Union. This led to some immediate international trade liberalization, but there was no shock to the economy. The government is running annual surpluses of above 3%. This fact, together with annual GDP growth of above 5%, has brought the government indebtedness to 22.8% of GDP in 2006 from 67.3% five years earlier. This is to be contrasted with enormous current account deficits. Low interest rates guaranteed availability of funds for investment and consumption. For example, a boom in the real estate market started around 2003. At the same time annual inflation in the economy was variable and during the last five years (2003-2007) has seen a low of 2.3% and high of 7.3%. Most importantly, this poses a threat to the country's accession to the Eurozone. The Bulgarian government plans for the Euro to replace the Lev in 2010. However, experts predict that this might happen as late as in 2012. From a political point of view, there is a trade-off between Bulgaria's economic growth and the stability required for early accession to the monetary union. Bulgaria's per-capita PPPGDP is still only about a third of the EU25 average, while the country's nominal GDP per capita is about 13% of the EU25 average.

Bulgaria's consistent emphasis on developing heavy industry at any cost created raw material demands well beyond the country's domestic resources. This problem was compounded by the inefficient industrial use of energy and raw materials: Bulgaria used more energy per unit of NMP than any Western economy. For this reason, one of the most salient aspects of the Bulgarian postwar economy was reliance on imported Soviet natural resources.

Besides the pollution caused by burning domestic coal, about 1,500 megawatts of Bulgaria's thermoelectric generation capacity was idle in the late 1980s because of inefficient fuel delivery or equipment breakdown. About half the capacity of local heat and power plants, relied upon to supplement major electrical plants and provide heat for industries and homes, was unavailable for the same reasons.

In the early 1990s, Bulgarian energy planners faced serious dilemmas. At the Maritsa-iztok-1, Maritsa-iztok-2 and DimoDichev thermoelectric plants, located in the Maritsa-iztok coal fields, long-term plans called for gradual replacement of old generating equipment in existing stations. But most such projects were far behind schedule in 1990. The 1990 decision not to complete the Belene Nuclear Power Plant meant increased reliance on Maritsaiztok coal for heat and power generation. In 1990 that spurce provided 70 percent of the country's coal, and its three power stations contributed about 25 percent of total power generation.

The Maritsa-iztok Industrial-Power Complex (with its machine building and repair enterprises one of the largest industrial centers in Bulgaria, employing 22,000 people in 1991) had been in operation since 1951; by 1991 the quality of its coal and the reliability of its infrastructure were steadily declining. But at that crisis point in the national economy, funds were unavailable for capital investment, especially to buy expensive foreign technology. At the same time, industry authorities acknowledged burning high-sulfur coal and strip mining at Maritsa-iztok as a severe environmental problem whose amelioration would cost at least a billion leva, mostly hard currency.

Hydroelectric power generation was concentrated in southwestern Bulgaria, but few Bulgarian rivers offered large-scale hydroelectric potential. The major hydroelectric project in the Ninth Five-Year Plan (1986-90) was completion of the Chaira station, which would add 864 megawatts of generating capacity. Development of local hydroelectric stations on small streams was a planning priority for the 1990s.

Chapter III

Description of the rivers and water flows in the area of study

III.1. Dolj rivers flow

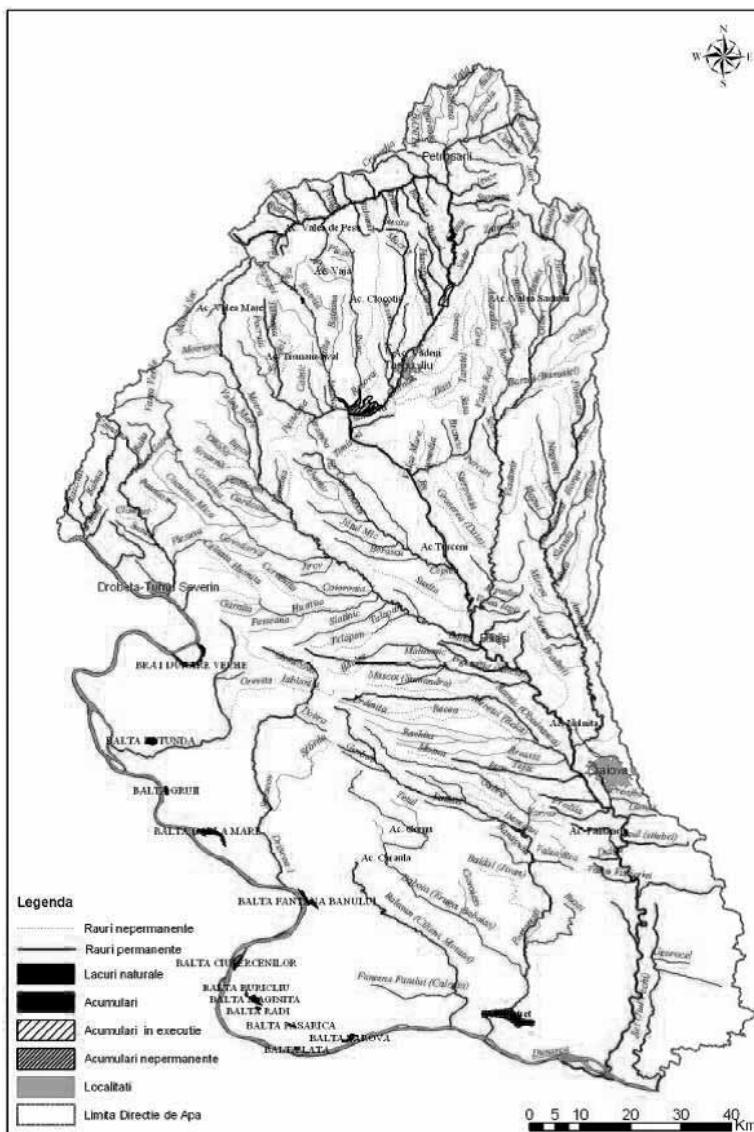
III.1.1. Jiu

The Jiu river basin contains 275 rivers with a surface larger than 10 km², 14 natural lakes and 12 dam reservoirs with surfaces larger than 50 ha. The Jiu River is one of the important rivers flowing on Romanian territory. Its length is 339 km and its springs are located in the Southern Carpathians. Jiu is formed by the convergence of 2 main tributaries, springing at altitudes of around 1,500 m: Western Jiu, with springs in the Retezat Mountains, and Eastern Jiu, with springs in the southern slopes of Surianu Mountains. Upstream the general appearance of the valleys, typically narrow and deep, is a V-shape, lacking major river bed, with large-size river material (rocks, gravel, etc.).

The Jiu river basin has a river network density 0.38 km/km², and an average annual discharge is 92 m³/s. Its catchment area is located in the southern part of Romania, covering 10,080 km² out of which 37.5% (3777 km²) is taken by forests. It is crossing the most important and oldest coal mining area in the country (Petrosani basin). It flows then to the south through high hills, and after receiving its most important tributary Motru, which is crossing the second important coal mining area in Romania - Motru basin, it flows towards the Danube. The middle part of the Jiu river basin is also an important oil-drilling area. After converging with the Motru river, Jiu crosses another 155 km to the Danube. From this convergence (at 100 m), the Jiu descends another 78 m before reaching the Danube. This allows the river to make large detours or narrow curves, roundabouts and splits of the river bed.

Downstream of Craiova, the Jiu river banks are fragmented by ravines created by temporary waterways that cannot be considered tributaries. This region is also characterized by abundant springs in the eastern slopes (such as those at Gioroc, Murta, Dobresti), which are exploitable without special works, due to their constancy and volume. On its right side, Jiu receives 31 tributaries, the most

important being Tismana, Jilt, Motru and Rasnic. On its left side, Jiu receives 21 tributaries, the most important being: E Jiu, Sadu, Cioiana, Gilort, Amarandia. The Jiu river basin has 69 natural lakes and ponds, 14 of which are wider than 0.5 km². Most are located in the Danube floodplains. The natural lakes of the Danube floodplains are genetically- diverse, having formed along with the hydrographical network and having been subjected to erosion and wind accumulation of sands. The water input of these lakes depends on the hydrological regime of the Danube and on the hydro-geological conditions. Flooding ensures the fill and maintenance of these depressions that do not have own water sources. Due to the nearness to the surface of the water table (0-2 m), the water can be maintained in the lakes. Both the filling of the lakes and the forming of the banks depend on the duration of maximum levels of the Danube. Some of the lakes have become nature reserves: BaltaLata (60 ha), Adunatii de Geormane (102 ha), Preajba- Facai lake complex (28 ha), BaltaCilieni (47 ha), Ionele (3.2 ha), Caraula (28 ha) siBaltaNeagra (1.2 ha).



Regulations affect 59 rivers and dams affect 32, causing modifications in the courses of the rivers, alterations of the hydraulic characteristics and interruptions in lateral continuity. In the Jiu river basin, the total length of dams is 835 km, and

the total length of regulations is 478 km. The Jiu itself has dams along 234 km (69%). There are dams on Drincea (54%), W Jiu (42%), E Jiu (45 %), Meretel (83%). Dams on other rivers reach a maximum of 30% of the rivers' length. The degree of intervention on the courses of the rivers is 15.3%.



In the Jiu river basin seven derivations have been performed on the upper sectors of waterways. Water is transited both in the area of the same basin (Motru - Tismana; W Jiu - Valea de Pesti), and between basins: Cerna - Jiu basins (Cerna - Motru) or Jiu - Olt basins (Jiet - Lotru; Galben - Oltet).

The installed volume of these derivations is 79.1 m³/s. The derivations were created for hydroelectric purposes, with the exception of the W Jiu - Valea de Pesti derivation, which is meant to supply the inhabitants of Jiu Valley with water. The latter derivation is above the ground.

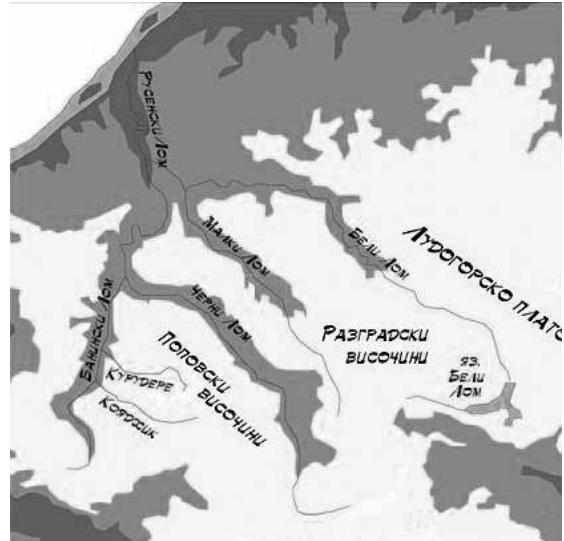
There are several permanent dam reservoirs:

- ▶ Valea de Pesti reservoir. The dam holds 4.2 mil m³ of water at Normal Retention Level (NRL). The total volume of the lake is 5.4 mil m³. It covers a surface of 0.24 km², and has a maximum depth of 56 m. It was built with the purpose of supplying water and mitigating flooding.
- ▶ Vadeni + Tg. Jiu reservoir. The dam holds 1.8 mil m³ of water NRL. The total volume of the lake is 3.8 mil m³. It covers a surface of 1.07 km², and has a maximum depth of 21.5 m. It was built with the purpose of producing electricity and mitigating flooding.
- ▶ Turceni reservoir. The dam holds 7.4 mil m³ of water NRL. The useable volume of the lake is 3.3 mil m³. It covers a surface of 1.5 km². It was built with the purpose of producing electricity, supplying industrial water and mitigating flooding.
- ▶ Isalnita reservoir. The dam holds 2.5 mil m³ of water NRL. The useable volume of the lake is 1.4 mil m³. It was built with the purpose of supplying water for the production units.

III.2. Montanat rivers flow

III.2.1. Lom

The river takes its name after the feeders Beli and Tcherni Loin flow together. It flows across the north-eastern part of Bulgaria through the regions of Targovishte, Razgrad and Russe and disgorges in the Danube river at the town of Russe. Its length is 197 km, the catchment area is 2 947 sq.km. The mean annual water flow is 222 x 106 cu.m. and 117 x 106 cu.m. in dry (75%) year.



III.2.2. Tsibritsa

The Tsibritsa is a river in the western Danubian Plain of northern Bulgaria and a right tributary of the Danube. The river originates in the Shiroka Planina ("Wide Mountain") area of the Fore-Balkan Mountains near the Serbian border and flows in a northeast direction diagonally through Montana Province. East of the village of Dolni Tsibar in Valchedram municipality, it flows into the Danube.

The Tsibritsa has a length of 87.5 kilometres and a drainage basin of 933.6 square kilometres. At Ignatovo near the Tsibritsa's mouth its average discharge is 2 cubic metres per second. The river's waters are used for irrigation. The low plateau between the Tsibritsa to the west and the Ogosta to the east is known as Zlatiya and is a fertile agricultural region.

In Ancient Roman times, the river was known as the *Ciabrus* and the region was inhabited by the Thracian tribe of the Triballi.

III.3. Vraca rivers flow

Ogosta river is one of the biggest draining systems in Northwestern Bulgaria. In its water catchment it involves more than 40 feeders. The biggest river Ogosta is 141 km long, taking an area of more than $3,110 \text{ km}^2$, at average altitude of 395 m, mean river slope of 11.4%, average density of the river system 0.73 km/km^2 , and afforesting 37%. The biggest tributary is Skat river, which is 134 km long, area $1,074 \text{ km}^2$, average altitude 200 m, afforesting 6%, mean river slope 2.8%, and average density of the river system 0.27 km/km^2 .

The production capacities of such industrial branches, as mining, chemistry, food and agriculture, disturbed the natural environment mainly in the 70-ies of

20th century. Till and after the liquidation of mines and a great portion of the enterprises-pollutants in 1990 a purposeful ecological policy is not realized. The future development of Northwestern economic region as mostly undeveloped in the EU requires implementing of purposeful ecological policy. Up to now the studies are concentrated in single parts just regarding single components. For that purpose is necessary the implementing of purposeful assessments of environment. The aim of this work is to orient towards the main and comprehensive assessments of ecological burden of the studied territory.



This work is grounded on theoretical and methodical principles of systematic analysis of main components of natural and technogenic environment and their relations in compliance with the legislation in Bulgaria and European Union.

The Ogosta river with its more than 40 tributaries forms a well developed river system belonging to the Danubian effluent region of Northwestern Bulgaria. The biggest river flow is characteristic for the altitude zone above 1,600 m, where 85-90% of the rainfall is transformed into the river flow; in the altitude zone 600-1600 m this percentage is about 40% averagely; in the zone 300-600 m - 25%, and in the plain-hilly parts of Ogosta river basin and its tributaries - just 10-12%. In the karst regions all rainfall quantity is transformed into groundwater. Four zones are differentiated within the Ogosta river basin depending on the rate of the abundance in water, i.e. the quantity of water resources:

- ▶ Strongly abundant - the terrains above 1,400 m altitude, with average annual flow exceeding 800 mm;
- ▶ Sizably abundant - with average annual flow ranging between 300 mm and 800 mm and altitude above 600 m;
- ▶ Moderate water-bearing - with average annual flow ranging between 60 mm and 300 mm and altitude above 150 m;

- Poorly water-bearing - with average annual flow ranging between 15 mm and 300 mm and altitude up to 150 m.

The abundance of water in the basin changes from about 1.8 times above the average to nearly 2 times below the average depending on whether the year is well or dry in water. The distribution of Ogosta river flow into the Danubian plain by months is as follows: at Miziya town maximum in May - 49.60 m³/s and minimum in August - 2.13 m³/s; Skat river at Nivyanin village - maximum in March of 2.02 m³/s, and minimum in August again with 0.24 m³/s. The alpine tributaries of Ogostari-ver are characterized with two flow maxima in May-June and correspondingly two minima in September- October.

The river floods create ecological discomfort. There are determined between 3 and 7 cases of river floods per one year. According to the number of floods per an year the rivers could be differentiated as: almost without floods - with average frequency of floods up to three cases (small rivers in the Danubian plain below 300 m altitude); with some floods - up to 6 cases (lower courses of Ogosta river and its tributaries in the Danubian plain) and moderate floods - 6-7 cases (upper course of Ogosta river).

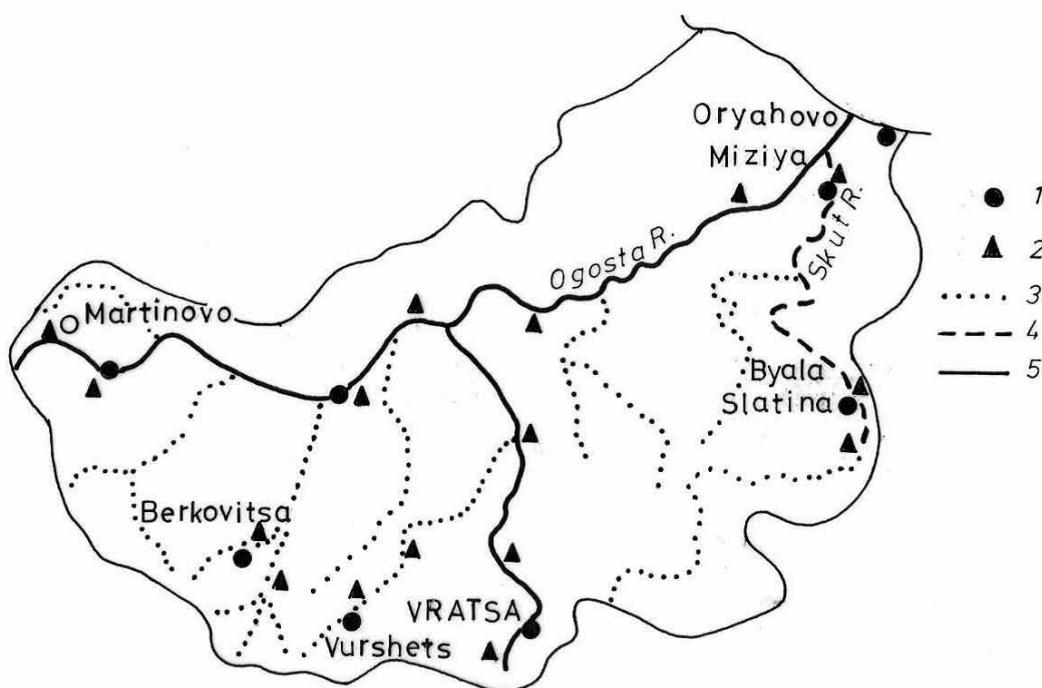
The average annual temperatures of river water vary as follows: Berkovitsa river at Berkovitsa town 8.8 °C; Botunya river at Varshets town 7.7 °C, and at Soyanoovo village - 9.4 °C; DalgodelskaOgosta river at Govezhda village 8.1 °C; ChiprovskaOgosta river at Chiprovtsi town 7.5 °C; Ogosta river at Martinovo village 8.1 °C, at Kobilyak village - 11.1 °C, and at Miziya town - 12.1 °C

The quality of Ogosta river water is characterized with its chemical composition which is strongly affected by natural and anthropogenic factors. The river waters of Ogosta river basin are referred to the hydrogen-carbonate formation: the waters of Ogosta and Skat rivers in the plain parts are hydrogen-carbonate-calcium-sodium, and hydrogen-carbonate-sulfate-calcium are the waters of the spring parts of Ogosta river (Martinovska, Chiprovska and DalgodelskaOgosta). The background salinity waters of rivers in the Danubian plain is about 300-400 mg/dm³, as the altitude in single parts of the basin raises up it varies between 500 and 1,000 mg/dm³. Deviations of the background salinity values are observed in all anthropogenically polluted parts. Till 1990 the waters have been completely contaminated with suspended substances in the places where the waste water of ore-dressing plants at Martinovo and Sedmochislenitsi plant at Zgorigrad were mouthed into both rivers Martinovska and Varteshnitsa. The quantities of these substances discharged into the receptacle were 1,498,000 kg/day and 1,204,000 kg/day correspondingly. At the moment only the plant at Zgorigrad is producing, but the quantity of suspended substances discharged into the receptacle is not announced. Another big pollutants till 1990 are: the cellulose plant at Miziya town (mouthed in Skat river with quantity of suspended substances 28,154 kg/day), the chemical works at Vratsa town (together with another 38 small enterprises the quantity of suspended substances amounted to 13.163 kg/day) and the cement plant at Belizvor village (mouthed in Botunya river with quantity of suspended substances 6,050 kg/day). After the data of Tzatchev et al. (1973) the quantity of suspended

substances discharged in the Ogosta river basin from more than 110 works, plants, mines and ore-dressing plants exceeds 2,779,843 kg/day. The same authors studied the pollution of rivers water of Ogosta river basin with refuse water of living. The towns of Montana, Berkovitsa, Varshtets, Vratsa, ByalaSlatina and Miziya are announced as main pollutants. The quantity of suspended substances discharged in the rivers there exceeds 2 tons per day. After 1990 as mostly polluted part is pronounced the zone between both towns Montana and Berkovitsa, and strongly reduced is the water pollution in the rest parts. According to the international criteria for the rate of water pollution the rivers waters of Ogosta river basin come into I, III and IV categories

The karst groundwater is very important for the presence of fresh water resources. The bigger karst springs in the region are at the following towns and villages: Montana (600 dm³/s), Kobilyak (900 dm³/s), Belilzvor (600 dm³/s), Vratsa (1,550 dm³/s), Pavolche (2,000 dm³/s) and Lyutadzhik (12,500 dm³/s).

The mineral water sources at Varshtets town with its various chemical contents of nitric group, high radon contents and temperature of 38°C makes them suitable for the development of balneology.



In Ogosta river basin are built more than 180 dams - for irrigation (Ogosta dam at Montana), water supply (Srechenska Bara dam) and electric power supply (the dams of Petrohan cascade). The greater portion of these dams has capacity below 10 mil m³, as the bigger dams are Srechenska Bara with capacity varying between 10 and 100 mil m³ and Ogosta dam which capacity exceeds 500 mil m³.

III.4. Pleven rivers flow

III.4.1. Iskar

The River Iskar is Bulgaria's longest river flowing from its source in the Rila Mountains, northwardstthrough the centre of the country for 3,639 km, and the river has an overall catchment area of 8,646 km².

The River Iskar discharges into the Danube on Bulgaria's northern boarder. The average annual volumeof water flowing in the river ranges between 716 million m³ (at Novi Iskar at the top of the Middle Iskargorge) to 1,325 million m³ (at the end of the gorge at the village of Rebarkovo).The Project will not affect the overall volume of water flowing through the Iskar nor have any impact onthe flow of the Danube River, to which it is a tributary.

The River Iskar is under the control of the Water Basin Directorate - Danube Region, part of theBulgarian Ministry of Environment and Water. This Water Basin Directorate has been involved in adetailed, ongoing review of the EIA and has been instrumental in developing the conditions associatedwith the permit to develop the Project.

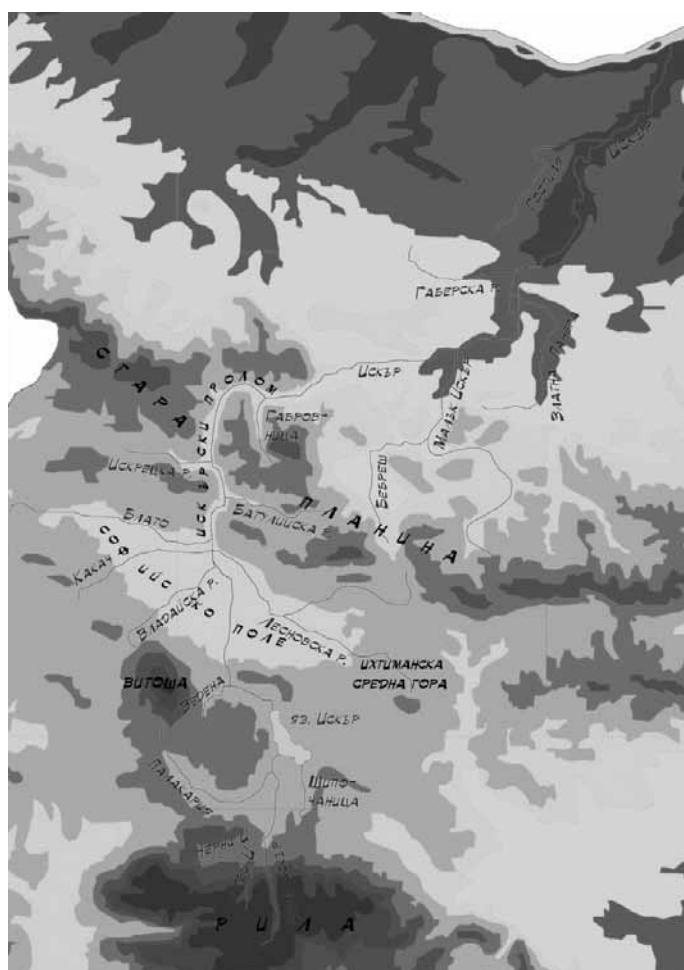
The underlying solid geology varies from sedimentary rocks such as sandstone and limestone, to igneous rocks such as schists and basalts. Other than the karsti-fied limestone, none of these formations are considered to represent a significant groundwater resource.

The water quality in the Middle Iskar is impacted by contaminants from a range of sources:

- ▶ Treated untreated domestic and industrial wastewater from Sofia. Particularly during times of flood, untreated sewage and wastewater is discharged directly into the river;
- ▶ Untreated wastewater from cities adjacent to the Iskar and from rivers that drain into the Iskar;
- ▶ Industrial wastewater from the Kremikovsti metallurgical plant on the River Lesnovsk, a tributary of the Iskar which joins upstream of the Iskar Gorge;
- ▶ Dumping of waste and litter into the river; and
- ▶ Discharges of untreated wastewater from villages along the section of the river.

Historical studies of the water quality, as well as the baseline surveys undertaken as part of the EIA, indicate that the water quality of the River Iskar is subject to "pulses" of contamination associated with high rainfall events. Overall, however, the water quality in the Iskar River has been steadily improving over the last twenty years, with the installation of new WWTPs in Sofia and other towns. Prior to these improvements the river was significantly impacted with limited fish life.

There is little data available on the sediment load in the river. A study carried out in 1973, calculated that there was 4,750,400 m³ of floating sediments and 475,040 m³ of trailing sediments passing through the cascades per year.



Sediments deposited in the Iskar valley have been sampled and analysed for a range of contaminants to assess the level of impact from the industrial and domestic effluent discharges entering the river. The analysis undertaken indicates that the sediments contain elevated concentrations of heavy metals, petroleum products and organic chemicals. The impact of these sediments on water quality will be managed during the MWPS construction programme.

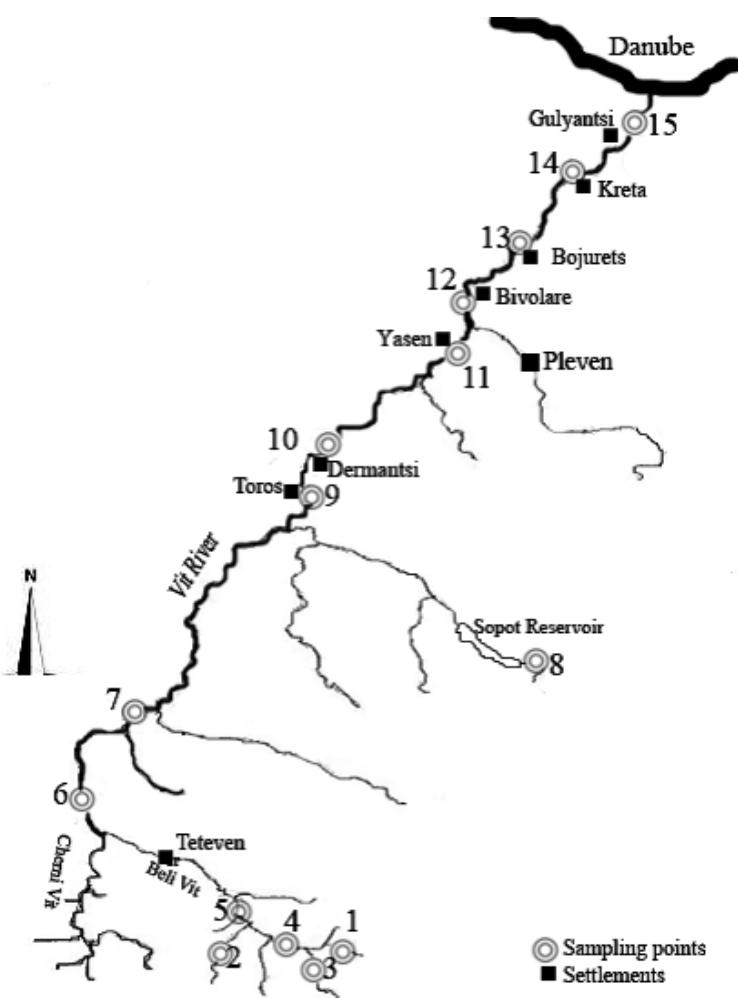
There is very limited use of river waters in the Middle Iskar. The main source of irrigation (for domestic vegetable gardens) is drinking water. Drinking water is sourced from streams and lakes in the surrounding mountains. No groundwater is reported to be used in the area. The Middle Iskar is used for some recreational activities including fishing, and water sports (canoeing, kayaking and rafting).

There is very limited use of river waters in the Middle Iskar. The main source of irrigation (for domestic vegetable gardens) is drinking water. Drinking water is sourced from streams and lakes in the surrounding mountains. No groundwater is reported to be used in the area. The Middle Iskar is used for some recreational activities including fishing, and water sports (canoeing, kayaking and rafting).

III.4.2. Vit

The Vit River begins after the fusion of the Beli Vit and Tcherni Vit Rivers springing from the Balkan Mountain. In the most upper part of the river the slope reaches up to 200 0/00 but at Tetetven town the slope is lower - 100/00. The average slope of the river is 9.6 0/00, the density of the river network is very small - 0.5 km/km². The shape of the watershed is oblong (average width - 25 km) with total number of tributaries only ten. The average altitude is about 400 m.

The mountain part is covered with forests and pastures. Running down the river valley enlarges and along the river stream appears cultivated areas. This character of the watershed continues till the fusion of the two rivers. Afterwards the Vit mainstream goes on directly northward in a larger valley with lower slopes of the banks till the last sector of the studied subwatershed - the Tarnene village in the middle part of the river. The cross sections have trapezoidal shapes and the territory around the river consists of pastures, gardens and fields.



The runoff of the Vit River, looking at the annual hydrographs, shows the two maximums - bigger at the spring (March-May) and secondary usually smaller at the autumn (October-November). The main reason for the annual maximums are the

rains often intensive and the contribution of the snow melt in the watershed during the spring season. The lowest runoff is noticed at the end of the summer (August-September) but some separate increases of the flow and registered peaks can occur in this period as result of the summer showers. The average water discharge at the Teteven town is about $4.34 \text{ m}^3/\text{s}$ or 137 million m^3 distributed approximately as spring high flow - 40%, secondary autumn high flow - 40% and the rest part of the year - 20%. The average water discharge at the Sadovetz town is about $12.14 \text{ m}^3/\text{s}$ or 380 million m^3 . The average water discharge at the Tarnene village is $13.00 \text{ m}^3/\text{s}$ or 410 million m^3 .



In the Upper Vit watershed there are three monitoring hydrometric gauge stations at the Teteven Town (BeliVit - open 1938), at the Sadovetz Village (Vit mainstream - open 1935) and the Tarnene Village (Vit mainstream - open 1935). For the present investigation daily flows were collected for the period 1991-2006. The precipitation data for five rain station in the watershed are collected for the same period - the stations Ribaritza, Teteven, Lessidren, Ugurtchin and Sadovetz

III.4.3. Osam

The Osam river basin includes parts of the Balkan mountains, the foothills and the Danubian Plain. The Troyan mountains comprise the northern slopes of a part of the middle Balkan mountains between the Kapudjika (1.521 m) and the Botev peak (2.376 m). The deeper and steeper valleys, which run from the ridge of the Balkan mountains in north-north eastern direction onto the river BeliOsam, divide the northern slope in vertical and horizontal hills. This part of the Balkan mountains is generally characterised by steep southern slopes and not so steep northern ones.



The northern slopes are cut through in some parts by rivers and divided into a multitude of hills in south-south eastern, north- north western and north west- south-eastern direction. The more important mountain ridges and hills from East to West are: Grebana, Debelidjal, Dalgidjal, Jidovdjal, Jalnidjal, Osinaka, Prisoeto, Turlata, Rata, Schipkovski rat and others. In the North of Schipkovski rat to the valley of the river Kalnik, there are many peaks, ridges and hills, which are connected in different ways with the Vassiliovskamountains. The most important are Goljamalzhvarlenka and Malkalzhvarlenka, Ursel, Azmovkamak, Mominskikamak and others.

The Osam river basin covers very fertile, worked areas. In the mountain and foothill regions, the surface areas are layed out as small fields, many of which show a complicated relief and grey forest soils, alluvium and alluvial pasture soils. A considerable part of the worked surface area by the middle course have different relief forms and steepness. These are mainly carbonate containing, typical and leached out black earth and alluvium and alluvial pasture soils. The surface areas by the Osam river mouth are alluvial- and alluvial pasture soils and carbonate black earth. The lowlands of Beljane has weathered carbonate containing and typical black earth and alluvium and alluvial pasture soils.



In the river basin are cultivated mainly cereals (wheat and corn). The share of specialized crops, fodder crops, fruits, vegetables and permanent crops is smaller.

Chapter IV

Description of technologies used in the construction of hydroelectric centrals

IV.1. Site configuration

The objective of a hydropower scheme is to convert the potential energy of a mass of water, flowing in a stream with a certain fall to the turbine (termed the “head”), into electric energy at the lower end of the scheme, where the power-house is located. The power output from the scheme is proportional to the flow and to the head.

Schemes are generally classified according to the “Head”:

- ▶ High head: 100-m and above
- ▶ Medium head: 30 - 100 m
- ▶ Low head: 2 - 30 m

These ranges are not rigid but are merely means of categorizing sites.

Schemes can also be defined as:

- ▶ Run-of-river schemes
- ▶ Schemes with the powerhouse located at the base of a dam
- ▶ Schemes integrated on a canal or in a water supply pipe

IV.1.1. Run-of-river schemes

Run-of-river schemes are where the turbine generates electricity as and when the water is available and provided by the river. When the river dries up and the flow falls below some predetermined amount or the minimum technical flow for the turbine, generation ceases.

Medium and high head schemes use weirs to divert water to the intake, it is then conveyed to the turbines via a pressure pipe or penstock. Penstocks are ex-

pensive and consequently this design is usually uneconomic. An alternative (figure 1.1) is to convey the water by a low-slope canal, running alongside the river to the pressure intake or forebay and then in a short penstock to the turbines. If the topography and morphology of the terrain does not permit the easy layout of a canal a low pressure pipe, can be an economical option. At the outlet of the turbines, the water is discharged to the river via a tailrace.

Occasionally a small reservoir, storing enough water to operate only on peak hours, when prices for electricity are higher, can be created by the weir, or a similarly sized pond can be built in the forebay.

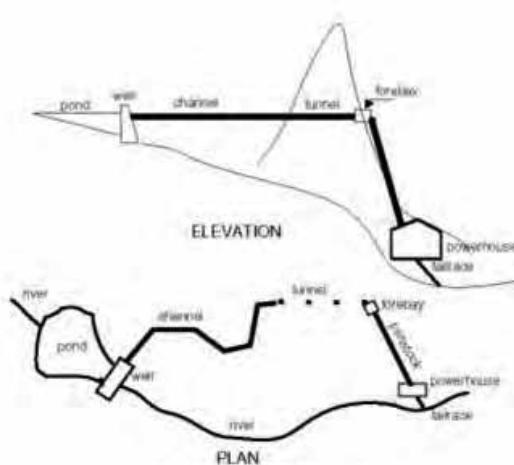


Fig. 1.1

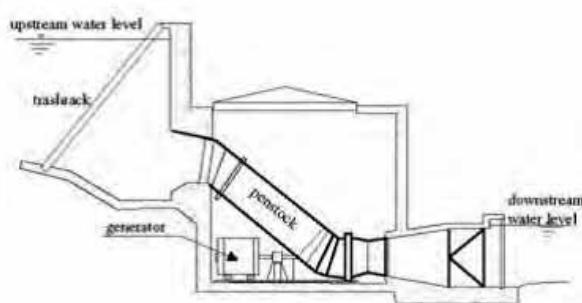
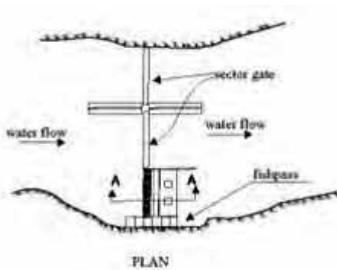
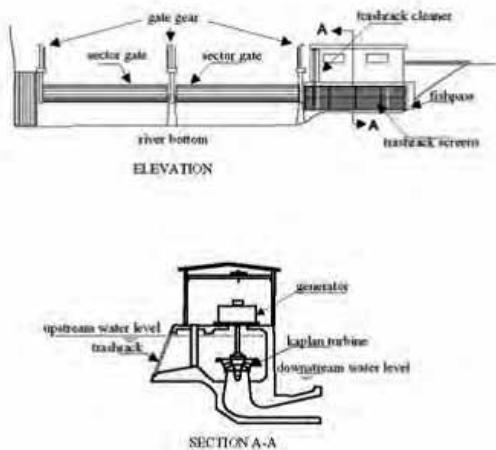


Fig. 1.2

Low head schemes are typically built in river valleys. Two technological options can be selected. Either the water is diverted to a power intake with a short penstock (figure 1.2), as in the high head schemes, or the head is created by a small dam, provided with sector gates and an integrated intake (figure 1.3), powerhouse and fish ladder.





IV.1.2. Schemes with the powerhouse at the base of a dam

A small hydropower scheme cannot afford a large reservoir to operate the plant when it is most convenient, the cost of a relatively large dam and its hydraulic appurtenances would be too high to make it economically viable. But if the reservoir has already been built for other purposes, such as flood control, irrigation, water abstraction for a big city, recreation area, etc, - it may be possible to generate electricity using the discharge compatible with its fundamental use or the ecological flow of the reservoir. The main issue is how to link headwater and tail water by a waterway and how to fit the turbine in this waterway. If the dam already has a bottom outlet, see figure 1.4, for a possible solution.

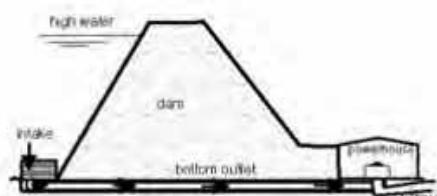


Fig. 1.4

Provided the dam is not too high, a siphon intake can be installed. Integral siphon intakes (figure 1.5) provide an elegant solution in schemes, generally, with heads up to 10 metres and for units up to about 1000 kW, although there are examples of siphon intakes with an installed power up to 11 MW (Sweden) and heads up to 30.5 meters (USA). The turbine can be located either on top of the dam or on the downstream side. The unit can be delivered pre-packaged from the works, and installed without major modifications to the dam.

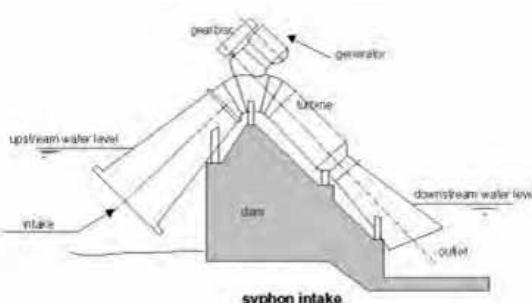


Fig 1.5

Two types of schemes can be designed to exploit irrigation canal:

- ▶ The canal is enlarged to accommodate the intake, the power station, the tailrace and the lateral bypass. Figure 1.6 shows a scheme of this kind, with a submerged powerhouse equipped with a right angle drive Kaplan turbine. To safeguard the water supply for irrigation, the scheme should include a lateral bypass, as in the figure, in case of shutdown of the turbine. This kind of scheme must be designed at the same time as the canal, as additional works whilst the canal is in full operation can be a very expensive option

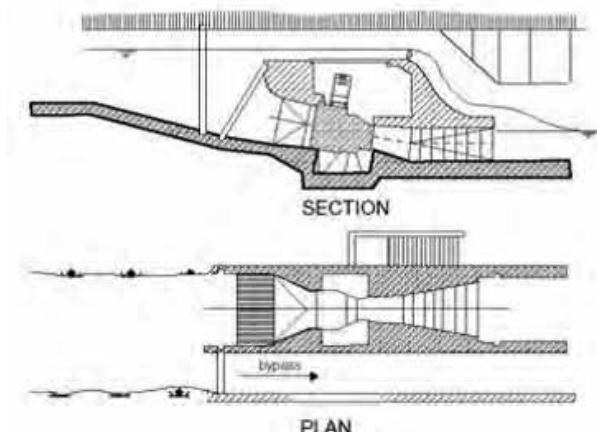


Fig. 1.6

- ▶ If the canal already exists, a scheme like the one shown in figure 1.7 is a suitable option. The canal should be slightly enlarged to include the intake and the spillway. To reduce the width of the intake to a minimum, an elongated spillway should be installed. From the intake, a penstock running along the canal brings the water under pressure to the turbine. The water passes through the turbine and is returned to the river via a short tailrace.

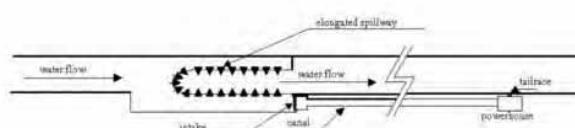


Fig. 1.7

IV.1.3. Schemes integrated in a water abstraction system

The drinking water is supplied to a city by conveying the water from a head-water reservoir via a pressure pipe. Usually in this type of installation, the dissipation of energy at the lower end of the pipe at the entrance to the Water Treatment Plant is achieved through the use of special valves. The fitting of a turbine at the end of the pipe, to convert this otherwise lost energy to electricity, is an attractive option, provided that the water hammer phenomenon is avoided. Water hammer overpressures are especially critical when the turbine is fitted on an old pressure pipe.

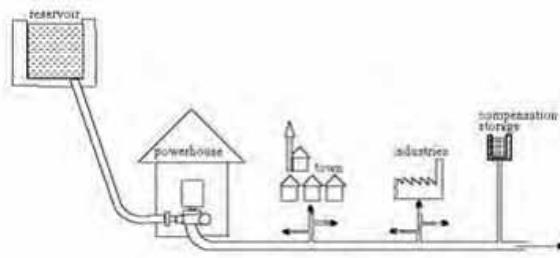


Fig. 1.8

To ensure the water supply at all times, a system of bypass valves should be installed. In some water supply systems the turbine discharges to an open-air pond. The control system maintains the level of the pond. In case mechanical shutdown or turbine failure, the bypass valve system can also maintain the level of the pond. Occasionally if the main bypass valve is out-of-operation and overpressure occurs, an ancillary bypass valve is rapidly opened by a counterweight. All the opening and closing of these valves must be slow enough to keep pressure variations within acceptable limits. The control system has to be more complex in those systems where the turbine outlet is subject to the counter-pressure of the network.

IV.2. Planning a small hydropower scheme

The definitive project or scheme comes as the result of a complex and iterative process, where consideration is given to the environmental impact and different technological options. These are then costed and an economic evaluation carried out.

Although it is not easy to provide a detailed guide on how to evaluate a scheme, it is possible to describe the fundamental steps to be followed, before deciding if one should proceed to a detailed feasibility study or not. A list of the studies that should be undertaken:

- ▶ Topography and geomorphology of the site.
- ▶ Evaluation of the water resource and its generating potential
- ▶ Site selection and basic layout × Hydraulic turbines and generators and their control
- ▶ Environmental impact assessment and mitigation measures
- ▶ Economic evaluation of the project and financing potential
- ▶ Institutional framework and administrative procedures to attain the necessary consents

The water flowing along natural and man-made canals, conducted by low and high-pressure pipes, spilling over weir crests and moving the turbines involves the application of fundamental engineering principles in fluid mechanics. In Chapter 2 those principles are reviewed together with shortcuts arising from the experience accumulated from centuries of hydraulic systems construction.

To decide if a scheme will be viable it is necessary to begin by evaluating the water resource existing at the site. The energy potential of the scheme is proportional to the product of the flow and the head. Except for very low heads, the gross head can usually be considered as constant, but the flow varies over the year. To select the most appropriate hydraulic equipment and estimate the sites potential with calculations of the annual energy output, a flow-duration curve is most useful. A single measurement of instantaneous flow in a stream has little value.

Measuring the gross head requires a topographical survey. The results obtained, by using a surveyor's level and staff is accurate enough, but the recent advances in electronic surveying equipment make the topographical surveying work much simpler and faster. To produce a flow-duration curve on a gauged site is easier than producing a curve at an ungauged site. This requires a deeper understanding of hydrology.

Various methods for measuring the quantity of water flowing in a stream are analysed and hydrological models to calculate the flow regime at ungauged sites are discussed.

Techniques such as orthophotography, RES, GIS, geomorphology, geotectonics, etc - used nowadays for site evaluation. Some failures are also analysed and conclusions about how they might have been avoided are explained. In Chapter 5 the basic layouts are explained and the hydraulic structures, such as weirs, canals, spillways, intakes and penstocks, studied in detail.

An Environmental Impact Assessment may be required to obtain the necessary consents to build the scheme and utilize the water available. Although several recent studies have shown that small hydropower produce no emissions to atmosphere, nor do they produce toxic wastes, does not contribute to climatic change, designers should implement all necessary measures to mitigate local ecological impacts.

Unfortunately the recent deregulation of much of the electricity industry in the EU has made it difficult to establish a common procedure to follow. A few years ago ESHA produced (December 1994) on behalf of the E.C. DGXVII, a report "Small Hydropower. General Framework for Legislation and Authorisation Procedures in the European Union", and though it is not current it still has many valid aspects. The report can be found in www.esha.be, the ESHA web page. Further important considerations for the developer to take into account are trading tariffs for green and base energy and administrative procedures, for grid connection. These depend on the energy policy and the institutional framework of each country.

IV.3. Water flow in pipes

A body of water will have a potential energy by virtue of its velocity and the vertical height through which it drops, (as a difference in water levels is what drives the flow of water), which is known as its ."head.". This energy is its ."Gravi-

tational Potential Energy." which is product of mass, acceleration due to the effects of gravity and head $m \cdot g \cdot h$ and is generally expressed in Joules (J) The energy head in the water flowing in a closed conduit of circular cross section, under a certain pressure, is given by Bernoulli's equation:

$$H_1 = h_1 + \frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g}$$

For an open channel, the same equation applies, but with the term P_1/γ replaced by d_1 , the water depth.

If water is allowed to flow very slowly in a long, straight, glass pipe of small bore into which a fine stream of coloured water is introduced at the entrance to the pipe, the coloured water would appear as a straight line all along the pipe. This effect is known as laminar flow. The water flows in lamina (layers), like a series of thin walled concentric pipes. The outer virtual pipe adheres to the wall of the real pipe, while each of the inner ones moves at a slightly higher speed, which reaches a maximum value near the centre of the pipe. The velocity distribution has the form of a parabola and the average velocity (figure 2.1) is 50% of the maximum centre line velocity.

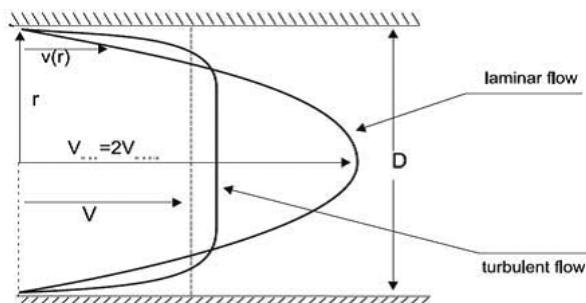


Fig. 2.1

If the flow rate is gradually increased, a point is reached when the lamina flow suddenly breaks up and mixes with the surrounding water. The particles close to the wall mix up with the ones in the midstream, moving at a higher speed, and slow them. At that moment the flow becomes turbulent, and the velocity distribution curve is much flatter. Experiments carried out by Osborne Reynolds, near the end of the 19th century, found that the transition from laminar flow to turbulent flow depends, not only on the velocity, but also on the pipe diameter and on the viscosity of the fluid, and is a ratio of the inertia force to the viscous force. This ratio, is known the Reynolds number and can be expressed, in the case of a circular pipe.

From experimentation it has been found that for flows in circular pipes the critical Reynolds number is about 2000. In fact this transition does not always happen at exactly $Re=2000$ but varies with the conditions. Therefore there is more than a transition point, what exists is a transition range.

IV.3.1. Transient flow

In steady flows where the discharge is assumed to remain constant with time, the operating pressure at any point along a penstock is equivalent to the head of water above that point. If a sudden change of flow occurs, for instance when the plant operator, or the governor system, open or close the gates too rapidly, the sudden change in the water velocity can cause dangerous high and low pressures. This pressure wave is known as water hammer, or surge, and its effects can be dramatic. The penstock can burst from overpressure or collapse if the pressures are reduced below atmospheric. Although being transitional the surge pressure induced by the .“water hammer phenomenon.” can be of a magnitude several times greater than the static pressure due to the head. According to Newton’s second law of motion, the force developed in the penstock, by the sudden change in velocity, will be:

$$F = m \frac{dV}{dt}$$

If the velocity of the water column could be reduced to zero the resulting force would become infinite. Fortunately this is not possible in practice; a mechanical valve requires some time for total closure and the pipe walls are not perfectly rigid and the water column under large pressures is not incompressible.

The following description, illustrates how a velocity change, caused by an instantaneous closure of a gate, or valve, at the end of a pipe creates a pressure wave that travels the length of the pipe. Initially, water flows at a velocity (V_0) as shown in (a). When the gate is closed, the water flowing within the pipe has a tendency to continue flowing due to its momentum. Because this momentum is physically stopped by the gate closing, it .“piles up.” behind it, the kinetic energy of the element of water nearest the gate is converted to pressure energy, which slightly compresses the water and expands the circumference of the pipe at this point (b). This action is repeated by the following elements of water (c), and the wave front of increased pressure travels the length of the pipe until the velocity of the water V_0 is destroyed, the water is compressed, and the pipe is expanded over its entire length (d). At this point, the water’s kinetic energy has all been converted to strain energy (under increased compression) and strain energy of the pipe (under increased tension).

Because the water in the reservoir remains under normal static pressure but the water in the pipe is now under a higher pressure, the flow reverses and is forced back into the reservoir again with velocity $V_0(e)$. As the water under compression starts flowing back, the pressure in the pipe is reduced to normal static pressure. A pressure .“unloading.” wave then travels down the pipe toward the gate (f) until all the strain energy is converted back into kinetic energy (g). However, unlike case (a), the water is now flowing in the opposite direction and because of its momentum the water again tries to maintain this velocity. In so doing, it stretches

the element of water nearest the gate, reducing the pressure there and contracting the pipe (h). This happens with successive elements of water and a negative pressure wave propagates back to the reservoir (i) until the entire pipe is under compression and water under reduced pressure (j). This negative pressure wave would have the same absolute magnitude as the initial positive pressure wave if it were assumed that friction losses do not exist. The velocity then returns to zero but the lower pressure in the pipe compared to that in the reservoir forces water to flow back into the pipe (k). The pressure surge travels back toward the gate (e) until the entire cycle is complete and a second cycle commences (b). The velocity with which the pressure front moves is a function of the speed of sound in water modified by the elastic characteristics of the pipe material. In reality, the penstock pipe is usually inclined but the effect remains the same, with the surge pressure at each point along the pipe adding to or subtracting from the static pressure at that point. Also, the damping effect of friction within the pipe causes the kinetic energy of the flow to dissipate gradually and the amplitude of the pressure oscillations to decrease with time. Although some valves close almost instantaneously, closure usually takes at least several seconds. Still, if the valve is closed before the initial pressure surge returns to the gate end of the pipeline (g), the pressure peak will remain unchanged - all the kinetic energy contained in the water near the gate will eventually be converted to strain energy and result in the same peak pressure as if the gate were closed instantaneously. However, if the gate has been closed only partially, by the time the initial pressure surge returns to the gate (g), not all the kinetic energy will have been converted to strain energy and the pressure peak will be lower. If the gate then continues closing, the positive pressure surge, which it would then create, will be reduced somewhat by the negative pressure (h) surge which originated when the gate originally began closing. Consequently, if the gate opens or closes in more time than that required for the pressure surge to travel to the reservoir and back to the gate, peak surge pressures are reduced.

The wave velocity or speed of sound, in water is approximately 1420 m/s. However, the wave velocity in a pipe - the speed with which the pressure surge travels along the pipe - is a function of both the elastic characteristics of water and the pipe material.

V can be assumed equal to the initial flow velocity V_0 . However, if t is greater than T_c , then the pressure wave reaches the valve before the valve is completely closed, and the overpressure will not develop fully, because the reflected negative wave arriving at the valve will compensate for the pressure rise.

IV.3.2. Water flow in open channels

In closed pipes the water fills the entire pipe, in an open canal there is always a free surface. Normally, the free water surface is subject to the atmospheric pressure, commonly referred to as the zero pressure reference, and usually considered as constant along the full length of the canal. In a way this fact, by dropping the pressure term, facilitates the analysis, but at the same time introduces a new

dilemma. The depth of water changes with the flow conditions, and in unsteady flows its estimation is a part of the problem. Any kind of canal, even a straight one, has a three-dimensional distribution of velocities. A well-established principle in fluid mechanics is that any particle in contact with a solid stationary border has a zero velocity. Figure 2.10 illustrates the iso-velocity lines in channels of different profile. The mathematical approach is based on the theory of the boundary layer; the engineering approach is to deal with the average velocity V .

A channel flow is considered steady when the depth at any section of the stretch does not change with time, and unsteady if it changes with time. An open channel flow is said to be uniform if the discharge and the water depth at every section of a channel length does not change with time. Accordingly, it is said to be varied whenever the discharge and/or the water depth changes along its length. Non uniform flow is a rare occurrence, and with uniform flow, steady uniform flow is understood to occur. Steady variable flow is often stated as gradual or rapid.

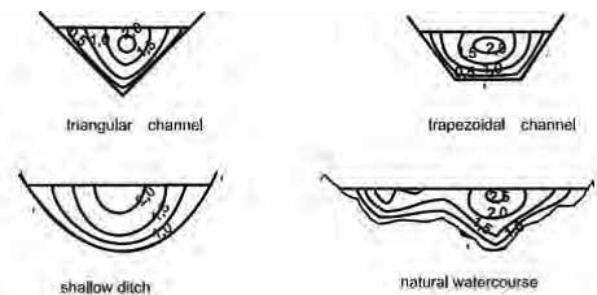


Fig. 2.2

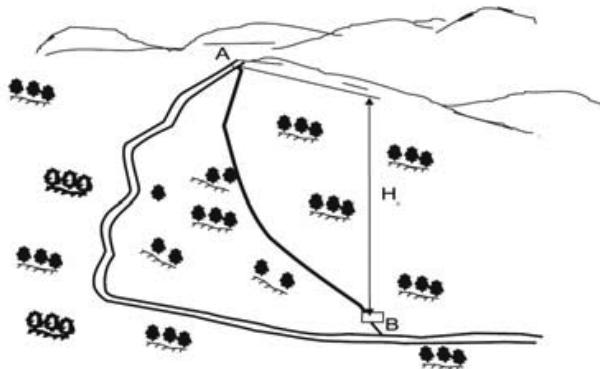
IV.4. Steam flow

All hydroelectric generation depends on falling water. This makes hydropower extremely site dependent. First of all, a sufficient and dependable stream flow is required. Secondly, the topographic conditions of the site must allow for the gradual descent of the river in a river stretch be concentrated to one point giving sufficient head for power generation. This head can be created by dams or by leading the water in parallel to the river in a waterway with low head losses compared to the natural stream, or very often, by a combination of both. Planning for the exploitation of a river stretch or a specific site is one of the more challenging tasks that face a hydropower engineer, since there are an unlimited number of practical ways in which a river or site can be exploited.

The hydropower engineer has to find the optimum solution for plant configuration, including dam type, water conveyance system, installed generating capacity, location of various structures etc. The success of the hydropower engineer depends on experience and an almost .“artistic.” talent, since a strictly mathematical optimisation approach is impossible, due to the number of possibilities and site-specific conditions.

When a site has been identified as topographically suitable for hydropower,

the first task is to investigate the availability of an adequate water supply. For an ungauged watercourse, where observations of discharge over a long period are not available, it involves the science of hydrology, the study of rainfall and stream flow, the measurement of drainage basins, catchment areas, evapotranspiration and surface geology.



The figure illustrates how the water flowing from point A to point B, with elevations Z_A and Z_B , loses potential energy corresponding to the drop in elevation. This loss of potential energy occurs regardless of the path along the watercourse or via an open canal, penstock and turbine. The potential energy lost can be converted to power lost according to the equation:

$$P = Q \cdot H_g \cdot \gamma$$

The water can follow the riverbed, losing power through friction and turbulence resulting in a marginal rise in the temperature of the water. Or it can flow from A to B through an artificial conveyance system with a turbine at its lower end. In this case the power will be used mainly for running a turbine, and a smaller part of the power is lost in friction in the conveyance system. In the latter case it is the power lost in pushing through the turbine that will be converted to mechanical energy and then, by rotating the generator, to produce electricity.

The objective is to reduce construction costs while conserving the maximum amount of power available to rotate the generator. To estimate the water potential one needs to know the variation of the discharge throughout the year and how large the gross available head is. In the best circumstances the hydrologic authorities would have installed a gauging station in the stretch of stream under consideration, and stream flow time series data would have been gathered regularly over several years.

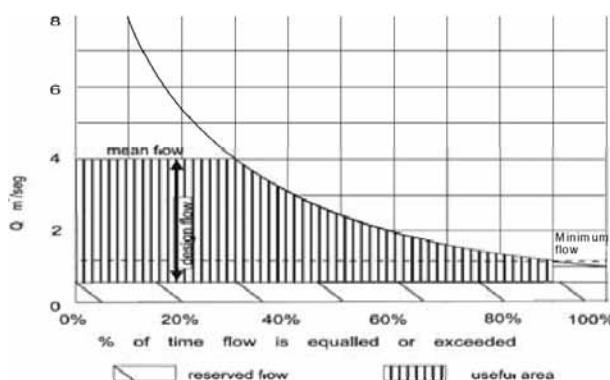
Unfortunately, it is rather unusual for regular gauging to have been carried out in the stretch of river where the development of a small hydro scheme is proposed. If, however, it does happen, then it will suffice to make use of one of several approaches that can be used to estimate the long-term average annual flow and the flow duration curve for the stretch in question (these approaches will be explained later).

Whether or not regular gauging has taken place, the first step is to do some

research, to ascertain if there are stream flow records for the stretch of river in question. If not, then in other stretches of the same river or a similar nearby river that permits the reconstitution of the time series for the referred stretch of river.

IV.4.1. Estimation of plant capacity and energy output

The FDC provides a means of selecting the right design discharge, and by taking into account the reserved flow and the minimum technical turbine flow, an estimate of the plant capacity and the average annual energy output. Figure 3.12 illustrates the FDC of the site it is intended to evaluate. The design flow has to be identified through an optimisation process, studying a range of different flows, which normally gives an optimum design flow significantly larger than the difference between the mean annual flow and the reserved flow. Once the design flow is defined and the net head estimated, a suitable type of turbine must be identified (refer chapter 6). Figure 3.12 shows the useable region of the flow duration curve. Every selected turbine has a minimum technical flow (with a lower discharge the turbine either cannot operate or has a very low efficiency) and its efficiency is a function of the operating discharge.



The figure above illustrates the FDC of the site it is intended to evaluate. The design flow has to be identified through an optimization process, studying a range of different flows, which normally gives an optimum design flow significantly larger than the difference between the mean annual flow and the reserved flow. Once the design flow is defined and the net head estimated, a suitable type of turbine must be identified.

The figure above shows the useable region of the flow duration curve. Every selected turbine has a minimum technical flow (with a lower discharge the turbine either cannot operate or has a very low efficiency) and its efficiency is a function of the operating discharge.

The average annual energy production (E in kWh) is a function of:

$$E = f_n(Q_{\text{median}}, H_n, \eta_{\text{turbine}}, \eta_{\text{gearbox}}, \eta_{\text{transformer}}, y, h)$$

Where:

- ▶ Q_{median} = flow in m^3/s for incremental steps on the flow duration curve
- ▶ H_n = specified net head
- ▶ K_{turbine} = turbine efficiency, a function of Q_{median}
- ▶ $K_{\text{generator}}$ = generator efficiency
- ▶ K_{gearbox} = gearbox efficiency
- ▶ $K_{\text{transformer}}$ = transformer efficiency
- ▶ y = specific weight of the water (9.81 KN/m^3)
- ▶ h = number of hours for which the specified flow occurs.

The energy production can be calculated by dividing the useable area into vertical 5% incremental strips starting from the origin. The final strip will intersect the FDC at Q_{minor} Q_{reserved} which ever is larger. For each strip Q_{median} is calculated, the corresponding ht_{turbine} value is defined for the corresponding efficiency curve, and the energy contribution of the strip is calculated using the equation:

$$E = W \times Q_{\text{median}} \times H \times \zeta_{\text{turbine}} \times \zeta_{\text{generator}} \times \zeta_{\text{gearbox}} \times \zeta_{\text{transformer}} \times \tilde{\Omega} \times h$$

Where:

- ▶ W = strip width = 0.05 for all strips except the last one that should be calculated
- ▶ h = number of hours in a year
- ▶ y = specific weight of the water (9.81 KN/m^3)

The average annual energy production is then the sum of the energy contribution for each strip. The capacity of each turbine (kW) will be given by the product of their design flow (m^3/s), net head (m), turbine efficiency (%), and specific weight of the water (kNm^{-3}).

Turbine type	$Q_{\text{min}}(\% \text{ of } Q_{\text{design}})$
Francis	50
Semi Kaplan	30
Kaplan	15
Pelton	10
Turgo	20
Propeller	75

The upstream water level may vary with flow. If the intake pond is controlled by an overflow weir without any gates, the water level will rise with the flow. However, if the intake pond is controlled by gates in order to operate at a specified reservoir level, the water level may remain constant even during high flow periods. During low flow periods, the upstream water level may also be lower due to draw down of the reservoir.

The head losses in the adduction system varies with the square of the admitted flow, and thus for low flow seasons with low turbine flow the head loss in

the adduction system can be substantially reduced.

The downstream water level may vary with the flow. This depends on the water body into which the water is discharged. If discharging directly into a headwater pond controlled by gates in a downstream development, the water levels may remain almost constant even for higher flows. If the water is discharged into a natural stream, the water levels again may vary considerably.

Headwater level is normally kept at spillway crest level when all the river discharge passes through the turbines. When the river discharge exceeds maximum turbine discharge, excess flow will pass over the spillway. The reservoir level corresponding to different spillway flows can easily be calculated. In this case measuring the head on the spillway crest we have at the same time the level of the intake water surface and the river discharge (including the discharge from the turbines).

IV.5. Site evaluation

The gross head may be rapidly estimated, either by field surveying or by using a GPS (Global Positioning System) or by orthophotographic techniques. With the aid of the engineering hydraulic principles outlined in Chapter 2 the net head can be determined. Nevertheless, the selection of the most appropriate technical solution for the site will be the result of a lengthy, iterative process, where the topography and the environmental issues for a particular site, are most important. That is why a thorough knowledge of the principles is needed to avoid dangerous failures in the operation of the plant. Surveying technologies are undergoing a revolutionary change, and the use of the technologies mentioned above may greatly assist in scheme design and reduce its cost.

IV.5.1. Cartography

In industrialised countries, scaled maps are usually available. The E.U. territory has been or is being digitised, and cartography at scale as large as 1:5 000 is already available. On the other hand, in the developing countries, the developer will be fortunate if he can find maps at 1:25 000.

Aerial photographs of topography can be substituted for maps if they cannot be found at the required scale. However aerial photographs are unlike maps in one important respect. A map has a uniform or controlled variable scale, the latter being dependent on the choice of map projection. The aerial photograph, on the other hand, does not have a constant or uniformly changing scale. Aside from lens imperfections, which for all practical purposes can be considered negligible, two major factors are responsible for variations in the scale of a photograph:

- ▶ The topographical relief - land, no matter how flat, is never horizontal - and...

► The tilt of the optical axis of the camera.

Modern cameras are able to remove distortion, resulting from their axial tilt. Furthermore aerial photographs can be viewed stereoscopically or in three dimensions. The stereoscopic effect enables the geologist to identify rock types, determine geologic structures, and detect slope instability and the engineer is able to gather data necessary for a dam, open channels and penstock construction.

Depending on the required accuracy, the digitised photographs can be geo-coded (tied to a co-ordinate system and map projection) and orthorectified. Distortion from the camera lens is removed by using ground control points from maps, survey data or clients GPS vectors. This is a very cost-effective way to orthorectify aerial photographs. Resolutions of 30 cm to one metre can be expected with digital orthophotos. Both hard copy and digital orthophotos in diskettes, or CDROM can be produced.

With these maps it is possible to locate the intake, trace the open channel and penstock and locate the powerhouse, with precision enough for the feasibility studies and even for the contractors to engage in the bidding phase for construction.

With stereoscopic photographs geologic problems can often be spotted, especially those concerning slope stability that can cause dangerous situations.

IV.5.2. Geochemical Studies

Very often, the need to proceed with detailed geological studies of a site, are underestimated. In many cases with regrettable consequences - seepage under the weir, open channel slides etc.

Fortunately in the E.U. member states and in many other countries all over the world, good geological maps permit initial estimates, for the security of the dam foundations, the stability of the slopes and the permeability of the terrain. However sometimes this information, should be complemented, with fieldwork particularly, drilling and sampling.

Hydraulic structures should be founded on level foundations, with adequate side slopes and widths, not subject to stability problems. There are a good number of slope stability computer programs, ranging from a simple two-dimensional approach to the sophisticated three-dimensional full colour graphic analysis. The catalogue of failures, especially in channel design is so large that a minimum geomorphologic study of the terrain should be recommended in the first phase of the project. The problem is especially acute in high mountain schemes, where the construction may be in a weathered surface zone, affected by different geomorphologic features such as soil creep, solifluction, rotational and planar soil slides and rock falls.

The weir and its corresponding reservoir can be affected by the instability of the superficial formations that can be present within its zone of influence, but at

the same time the pond itself can affect these same formations. If the weir has to be founded on unconsolidated ground the variation of water level can generate instability on the reservoir's wetted slopes.

Along the open channel many geomorphologic features can adversely affect its selected line, which, together with a steep slope of the terrain, may lead to potential instability. Colluvial formations, a product of the surface mechanical weathering of the rock masses, and solifluction processes, are very active in high mountain environments where the subsoil is seasonally or perennially wet - these are some of the features that can compromise channel stability.

Drainage treatments, bench constructions and gunnite treatments, among many others, may be recommended. At the end of the canal, the forebay acts as a mini-reservoir for the penstock. Frequently, authorities require that all the water retaining embankment sections undergo stability analysis regardless of their configuration. The layout of the penstock, usually placed on a steep slope, poses problems both for its anchoring blocks and visual impact.

Deep in the valley, frequently built on an old river terrace, the powerhouse foundation poses problems that many times only can be solved by using techniques as up today as the jet grouting.

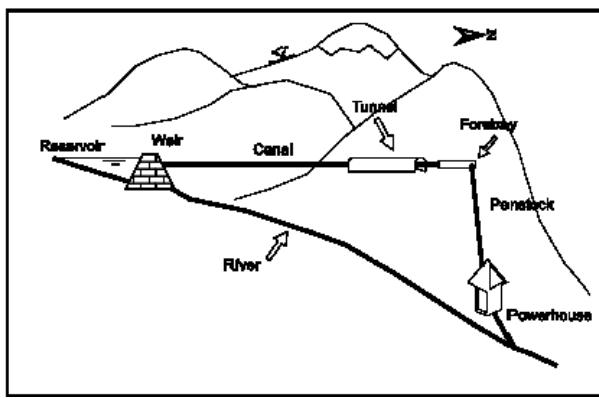
In geological science, there is a wide spectrum of geomorphologic techniques that can be used including the most common ones:

- ▶ **Photogeology.** As mentioned above photogrammetry - at scales from 1:10 000 to 1:5 000 - allows the geologist to identify rock types, determine geographic structures, and detect slope instability.
- ▶ **Geomorphologic maps.** The result of photogrammetric analysis complemented with the results of the field survey must be combined on a Geomorphologic Map. This map is based on a topographic one and is drawn at a scale between 1:10 000 and 1:5 000, duly classified using simple symbols, should show all the surface formations affecting the proposed hydraulic structures
- ▶ **Laboratory analysis.** Traditional laboratory tests such as soil grading and classification, and triaxial consolidation facilitate the surface formation classification. The results should be included in the geomorphic map
- ▶ **Geophysical studies.** A geophysical investigation either electrical or seismic (by refraction) will contribute to a better knowledge of the superficial formation thickness, the location of the landslide sections, the internal water circulation, and the volumetric importance of potentially unstable formations
- ▶ **Structural geological analysis.** Although not a proper geomorphologic technology can help to solve problems in the catchment area and in those cases where hydraulic conduits must be tunnels in rock massifs. The stability of the rock and seepage in the foundation of hydraulic structures are problems that can be solved by this methodology, avoiding dramatic incidents during the operation

► **Direct investigations - Borehole drilling.** This is uncommon for small hydro scheme development. However when the dam or weir has to be founded in unconsolidated strata, a drilling program, followed by laboratory tests on the samples extracted is essential. Some of these recommended tests are:

- ⇒ Permeability tests in boreholes, such as Lugeon or Low Pressure Test, to define the water circulation in the foundation
- ⇒ Laboratory tests to determine the compressive strength of the samples to define their characteristics.

Complementing the above tests a geophysical refraction seismic essay to define the modulus of dynamic deformation of the rock massif in depth can be recommended in the case of high dams.



IV.6. Hydraulic Structure

A hydropower development includes a number of structures, the design of which will be dependant upon the type of scheme, local conditions, access to construction material and also local building traditions in the country or region. The following structures are common in a hydro scheme:

► **Diversion structure**

- ⇒ Dam
- ⇒ Spillway
- ⇒ Energy dissipation arrangement
- ⇒ Fish pass
- ⇒ Residual flow arrangements

► **Water conveyance system**

- ⇒ Intake
- ⇒ Canals
- ⇒ Tunnels

- ⇒ Penstocks
- ⇒ Power house

Design aspects and common solutions for these structures are presented below.

IV.6.1. Dam

IV.6.1.1. Dam

Dams and weirs are primarily intended to divert the river flow into the water conveyance system leading to the powerhouse. Dams also produce additional head and provide storage capacity. The choice of dam type depends largely on local topographical and geotechnical conditions. For instance if sound rock is not available within reasonable excavation depth, rigid structures such, as concrete dams are difficult. Conversely, for narrow valleys, it can be difficult to find space for separate spillways, and concrete dams can be the natural choice with their inherent possibilities to integrate spillways etc in the dam body.

In the Nordic countries the ice age has left us with wide and open valleys and moraine material in abundance. Not surprisingly the vast majority of dams are embankment dams with a central core of moraine. South of the Alps natural clays suitable for dam core are not in abundance and the topography in many locations favour concrete dams.

According to the ICOLD (International Committee of Large Dams), a dam is considered “small” when its height, measured from its foundation level to the crest, does not exceed 15 m, the crest length is less than 500 m and the stored water is less than 1 million cubic meters. These parameters can be important, because of the complicated administrative procedures often associated with the construction of large dams.

World wide, embankment dams are the more common partly due to the following characteristics, which they possess:

- ▶ Can be adapted to a wide range of foundation conditions
- ▶ Construction uses natural materials, which can often be found locally, limiting needs for long transportation
- ▶ The construction process can be continuous and highly mechanized
- ▶ The design is extremely flexible in accommodating different fill materials.

Disadvantages with embankment dams are that they are sensitive to overtopping and leakage, and erosion in the dam body and its foundation. There is a higher mortality rate among embankment dams as compared to concrete dams.

Concrete dams on the other hand have drawbacks that correspond to the pros of the embankment dams:

- ▶ Require certain conditions with respect to the foundations

- ▶ Require processing of natural materials for aggregate at the site, hauling of large quantities of cement and has a labour intensive and discontinuous construction process, leading to large unit costs.
- ▶ On the other hand concrete dams have several advantages:
- ▶ They are suitable for most ranges of topography that is for wide and narrow valleys, provided that foundation conditions are right
- ▶ They are not very sensitive to overtopping
- ▶ A spillway can be placed at the crest, and if required over the entire length of the dam
- ▶ Chambers or galleries for drainage, tubing and ancillary works can readily be housed within the dam body
- ▶ Powerhouses can be placed right at the toe of the dam.

The development of the Concrete Faced Rockfill Dam (CFRD) neutralizes many of the drawbacks with core-type embankments. In particular, sensitivity to leakage and erosion is reduced, and dependence of good core material is removed.

The development of the Roller Compacted Concrete Dams (RCC-dams) introduces a continuous, highly mechanised construction process and low unit costs. New large dams are almost always CFRD and RCC designs.

Homogeneous dams: These dams are used for low embankments (<4m) and often as secondary dams. For dam safety reasons, some type of drainage is almost always provided.

Zoned embankment dams: These are used for dam heights from 4m and up. Constructions are extremely sensitive to the engineering design and construction, and it is therefore vital to engage highly skilled consultants and contractors require experienced site-supervision engineers. Critical components of these dams are the core, the transition zones (filters) surrounding the core and drainage capacity of the dam toe.

Embankments dams with membrane: The membranes can be of different types and be located either at the upstream front of the embankment or vertically in the centre of the embankment. Membranes can be made from concrete (as in the CFRD), asphalt (Norwegian type) or in the form of a geomembrane on the upstream slope.

Gravity dams: These are dependent on their own mass for stability. Their cross-section is basically triangular in order to provide adequate stability and stress distribution across the foundation plane. The upper part is normally rectangular in order to provide adequate crest width for installation and transportation.

Buttress dams: These dams consist of a continuous upstream face that is supported by buttresses at regular intervals. The upstream face is normally divided into vertical sections by dilatation joints, each section being supported by a buttress. Cross-sections are similar to those of gravitation dams.

Arch and Cupola dams: These dams function structurally as horizontally laid

out arches that transfer the water pressure on the upstream face into the abutments rather than into the foundation. Arch dams can be designed with a constant radius over the dam height, or with varying radii (Cupola dams). Arch dams with a constant radius have a vertical and . “straight.” cross-section. These dams will be subject to considerable vertical strain forces since the deformation of the dam will tend to be greatest in the vertical centre of the dam. This requires that the dam be heavily reinforced to avoid cracking with accompanying leakage.

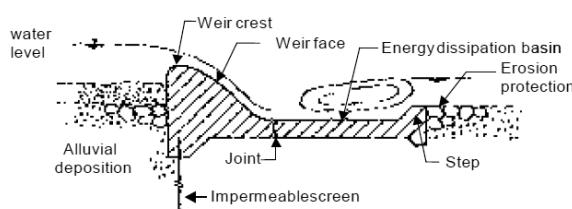
IV.6.1.2. Spillway

A dam failure can have severe effects downstream of the dam. During the lifetime of a dam different flow conditions will be experienced and a dam must be able to safely accommodate high floods that can exceed normal flow conditions in the river by orders of magnitude. For this reason carefully designed overflow passages are incorporated in dams or weirs as part of the structure. These passages are known as *spillways*. Due to the high velocities of the spilling water, some form of energy dissipation is usually provided at the base of the spillway.

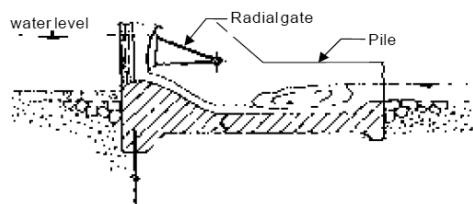
The large majority of small hydro schemes are of the run-of-river type, where electricity is generated from discharges larger than the minimum required to operate the turbine. In these schemes a low diversion structure is built on the streambed to divert the required flow whilst the rest of the water continues to flow over it. Such a structure is commonly known as a *weir*, whose role is not to store the water but to increase the level of the water surface so the flow can enter into the intake.

Weirs and spillways can be subdivided into *fixed* and *mobile* structures. Smaller fixed structures are generally referred to as weirs, whereas larger structures are often referred to as spillways. Spillways are often divided into ungated and gated spillways, corresponding to fixed and mobile structures, the ungated spillway in fact being a large-scale weir.

Fixed structure



Mobile structure



Fixed storage structures, such as weirs and ungated spillways have the advantage of security, simplicity, easy maintenance, and are cost effective. However,

they cannot regulate the water level and thus both the water level and energy production fluctuates as a function of discharge.

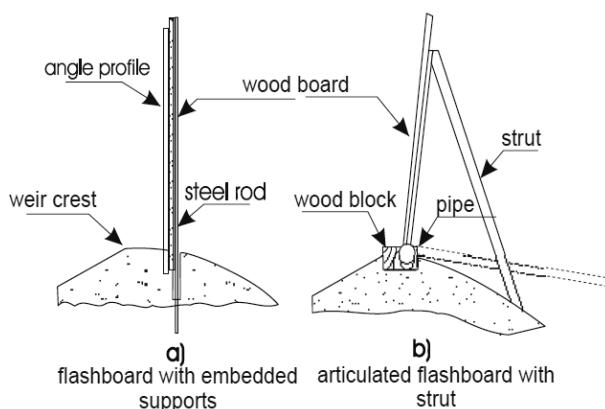
Mobile storage structures such as gated spillways can regulate the water level such that it stays more or less constant for most incoming flow conditions. Depending on gate configuration and discharge capacity they may also be able to flush accumulated sediment downstream. These structures are generally more expensive than fixed structures, for both construction and maintenance, and their functioning is more complicated.

Weirs can be constructed perpendicular, angular or lateral compared to the river axis. Most often the weir crest is rectilinear and perpendicular to the river axis. For relatively low downstream water levels, the weir controls the flow and defines the relationship between the upstream water level and the discharge. As a function of the type of weir, different discharge relationships are obtained

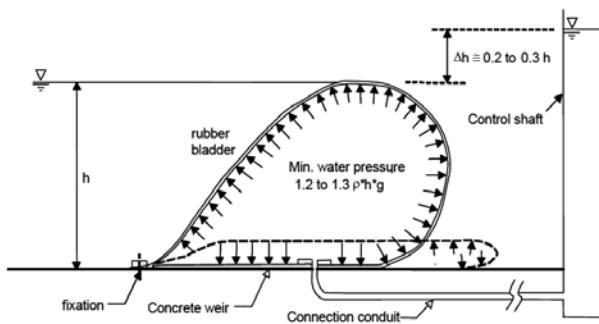
The **sharp-crested weir** is easy to construct and relatively cost-effective. Its discharge is defined by means of a coefficient C_d . Special attention has to be paid to the shape of the downstream face of the upper part of the weir in order to obtain sufficient aeration between the lower nappe (sheet of water that flows over the weir) of the jet and the structure. If the lower nappe of the jet sticks to the structure, vibrations may be transferred from the flow to the structure.

The **broad-crested weir** is often applied for temporary structures or for structures of secondary importance, such as in case of temporary flow diversion. Its design is simple and cost-effective. The hydraulic conditions are far from optimal, expressed by a low discharge coefficient and the presence of under-pressure along the weir crest and downstream face. The discharge depends on the form of the structure.

Flashboards raise the water level slightly behind the weir to ensure adequate depth of water at the intake, without endangering the flooding of the upstream terrain, *flashboards* may be installed on the crest of the weir. The flashboards are commonly made of wood and supported by steel pins embedded in steel sockets (pipes cut down to size) in the spillway crest. The flashboards have to be removed by hand during flood flows so that high water levels do not flood the upstream terrain, an operation that in such circumstances is very difficult. The articulated flashboard is somewhat easier to remove.



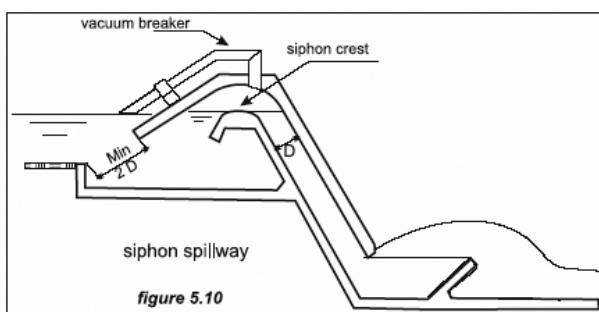
Inflatable weirs are another method, capable of remote control, is the *inflatable weir*, which employs a reinforced rubber bladder instead of concrete, steel or wood flashboards.



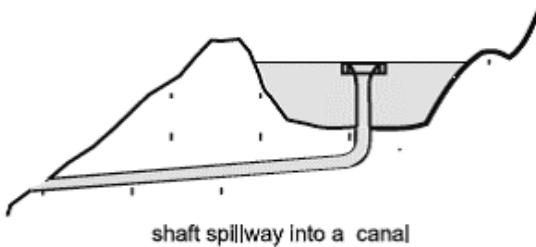
This offers an alternative to more conventional methods of weir construction, with the inherent advantages of low initial cost, simple operation and minimal maintenance. In effect, inflatable weirs are flexible gates in the form of a reinforced, sheet-rubber bladder inflated by air or water, anchored to a concrete foundation (Figure 5.11) by anchor bolts embedded into the foundation. Like any other gate, the inflatable weir needs a mechanism by which it is opened and closed. The weir is raised when filled with water or air under pressure. An air compressor or a water pump is connected, via a pipe, to the rubber bladder. When the bladder is filled the gate is raised; when it is deflated the weir lies flat on its foundation, in a fully opened position. The system becomes economic when the width of the weir is large in relation to the height.

Fusegates- In large installations, but also sometimes in small ones, it is advisable to place fusegates, such as those supplied by Hydroplus2. In the event of a major flood, when the water reaches a pre-set level, one or more of the fusegates (basically hinged structures) will tilt to increase the section of the spillway

Siphon spillways- Alternatively where space available for the spillway is limited, a siphon spillway or a shaft spillway may be used. Both solutions help to keep the upstream water level within narrow limits. A siphon spillway is basically a curved enclosed duct (Figure 5.12). When the water level rises above the elbow of the siphon, water begins to flow down the conduit just as in an overflow, but it is when it rises further that the siphon is primed and increases the discharge considerably. Usually siphons are primed when the water level reaches or passes the level of the crown, but there are designs where priming occurs when the upstream level has risen only to about one third of the throat height.



Shaft (or Morning glory) spillways - Shaft spillways are rarely used in small scale-hydro. As illustrated in Figure 5.13, a shaft spillway incorporates a funnel-shaped inlet to increase the length of the crest, a flared transition which conforms to the shape of the nappe as in the overflow spillway though it is sometimes stepped to ensure aeration, a vertical shaft and an outlet tunnel that sometimes has a slight positive slope to ensure that at the end it never flows full. The US Bureau of Reclamation reports (USBR) 6 and 7 describe the design principles for these spillways.



Labyrinth weir - In some small hydropower schemes (e.g. small schemes in an irrigation canal) there is not enough space to locate a conventional spillway. In these cases, U shaped or labyrinth weirs should help to obtain a higher discharge in the available length.

IV.6.1.3. Energy dissipation arrangement

The discharge from the aforementioned fixed or mobile structures is usually supercritical at the outlet. The corresponding high flow velocities and turbulence may produce severe erosion at the toe of the structure, especially if the riverbed is not erosion resistant, such as for example in the case of silt, clay, loose sand, gravel or even fractured rock.

To avoid such damage, several structural solutions may be applied, some of them being very costly. The most often used solutions are:

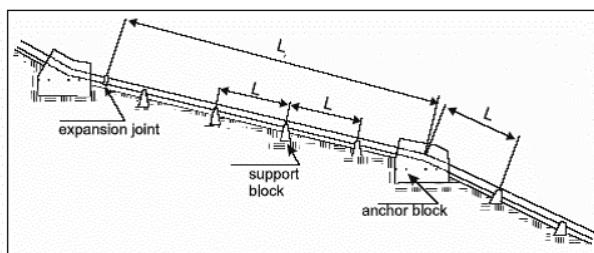
- ▶ Stilling basin
- ▶ Baffled apron drop
- ▶ Plunge pool
- ▶ Chute cascades

Most of these structures dissipate the flow energy by the formation of a hydraulic jump, which dissipates a lot of energy over a relatively short distance. The design and construction of energy dissipating structures is quite complex and vast and the reader is encouraged to contact specialized engineers. More detailed information can be found for example in Vischer& Hager (1995).

In RCC-dams the stepped chute downstream of the spillway has proven effective in reducing flow velocities and reducing the dimensions of the subsequent stilling basin.

IV.6.2. Penstocks

Conveying water from the intake to the powerhouse (this is the purpose of a penstock) may not appear a difficult task. However deciding the most economical arrangement for a penstock is not so simple. Penstocks can be installed over or under the ground, depending on factors such as the nature of the ground itself, the penstock material, the ambient temperatures and the environmental requirements.



A flexible and small diameter PVC penstock for instance, can be laid on the ground, following its outline with sand and gravel surrounding the pipe to provide good insulation. Small pipes installed in this way do not need anchor blocks and expansion joints.

Larger penstocks are usually buried, as long as there is only a minimum of rock excavation required. Buried penstocks must be carefully painted and wrapped to protect the exterior from corrosion, but provided the protective coating is not damaged when installed, further maintenance should be minimal. From the environmental point of view the solution is optimal because the ground can be returned to its original condition, and the penstock does not constitute a barrier to the movement of wildlife.

A penstock installed above ground can be designed with or without expansion joints. Variations in temperature are especially important if the turbine does not function continuously, or when the penstock is dewatered for repair, resulting in thermal expansion or contraction. Usually the penstock is built in straight or nearly straight lines, with concrete anchor blocks at each bend and with an expansion joint between each set of anchors (Figure 5.31). The anchor blocks must resist the thrust of the penstock plus the frictional forces caused by its expansion and contraction, so when possible they should be founded on rock.

If, due to the nature of the ground, the anchor blocks require large volumes of concrete, thus becoming rather expensive, an alternative solution is to eliminate every second anchor block and all the expansion joints, leaving the bends free to move slightly. In this case it is desirable to lay the straight sections of the penstock in steel saddles, made to fit the contour of the pipe and generally covering 120 degrees of the invert. The saddles can be made from steel plates and shapes, with graphite asbestos sheet packing placed between saddle and pipe to reduce friction forces. The movement can be accommodated with expansion joints, or by design-

ing the pipe layout with bends free to move.

If a pipeline system using spigot and socket joints with O-ring gaskets is chosen, then expansion and contraction is accommodated in the joints.

Today there is a wide choice of materials for penstocks. For the larger heads and diameters, fabricated welded steel is probably the best option. Nevertheless spiral machine-welded steel pipes should be considered, due to their lower price, if they are available in the required sizes. For high heads, steel or ductile iron pipes are preferred, but at medium and low heads steel becomes less competitive, because the internal and external corrosion protection layers do not decrease with the wall thickness and because there is a minimum wall thickness for the pipe.

For smaller diameters, there is a choice between: manufactured steel pipe, supplied with spigot and socket joints and rubber "O" gaskets, which eliminates field welding, or with welded-on flanges, bolted on site (Figure 5.33); plain spun or pre-stressed concrete; ductile iron spigot and socket pipes with gaskets; cement-asbestos; glass-reinforced plastic (GRP); and PVC or polyethylene (PE) plastic pipes. Plastic pipe PE14 is a very attractive solution for medium heads (a PVC pipe of 0.4 m diameter can be used up to a maximum head of 200 meters) because it is often cheaper, lighter and more easily handled than steel and does not need protection against corrosion. PVC15 pipes are easy to install because of the spigot and socket joints provided with "O" ring gaskets. PVC pipes are usually installed underground with a minimum cover of one metre. Due to their low resistance to UV radiation they cannot be used on the surface unless painted, coated or wrapped. The minimum radius of curvature of a PVC pipe is relatively large (100 times the pipe diameter).- and its coefficient of thermal expansion is five times higher than that for steel. They are also rather brittle and unsuited to rocky ground.

Pipes of PE16 .- (high molecular weight polyethylene) can be laid on top of the ground and can accommodate bends of 20-40 times the pipe diameter (for sharper bends, special factory fittings are required). PE pipe floats on water and can be dragged by cable in long sections but must be joined in the field by fusion welding, requiring a special machine. PE pipes can withstand pipeline freeze- up without damage, may be not available in sizes over 300 mm diameter.

Concrete penstocks, both pre-stressed with high tensile wires or steel reinforced, featuring an interior steel jacket to prevent leaks, and furnished with rubber gasket spigot and socket joints constitute another solution. Unfortunately their heavy weight makes transportation and handling costly, but they are not affected by corrosion.

In developing countries, pressure creosoted wood-stave, steel-banded pipe is an alternative that can be used in diameters up to 5.5 metres and heads of up to 50 metres (which may be increased up to 120 meters for a diameter of 1.5 metres). The advantages include flexibility to conform to ground settlement, ease of laying on the ground with almost no grade preparation, no requirement for expansion joints and no necessity for concrete supports or corrosion protection. Wood-stave pipe is assembled from individual staves and steel bands or hoops that allow it to

be easily transported even over difficult terrain. Disadvantages include leakage, particularly in the filling operations, the need to keep the pipe full of water when repairing the turbine, and considerable maintenance such as spray coating with tar every five years. Table 5.3 shows the main properties of the above material. Some of these properties are not always typical, particularly the values of the Hazen Williams coefficient which depends on the surface condition of the pipe.

Material	Young's modulus of elasticity $E(N/m^2)E9$	Coefficient of linear expansion a $(m/m^0c)E6$	Ultimate tensile strength $(N/m^2)E6$	n
Welded Steel	206	12	400	0.012
Polyethylene	0.55	140	5	0.009
Polyvinyl Chloride (PVC)	2.75	54	13	0.009
Asbestos Cement	n/a	8.1	n/a	0.011
Cast iron	78.5	10	140	0.014
Ductile iron	16.7	11	340	0.013

IV.7. Electromechanical equipment

IV.7.1. Powerhouse

In a small hydropower scheme the role of the powerhouse is to protect the electromechanical equipment that convert the potential energy of water into electricity, from the weather hardships. The number, type and power of the turbo-generators, their configuration, the scheme head and the geomorphology of the site determine the shape and size of the building.

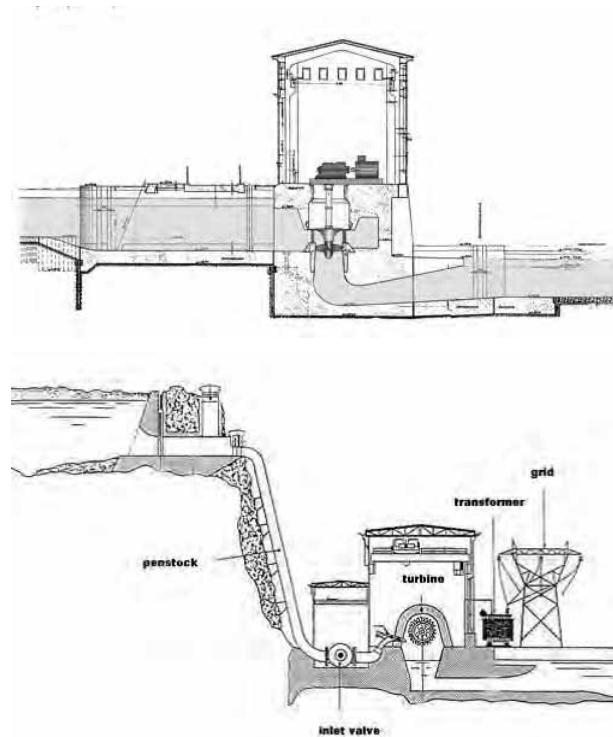
As shown in figures bellow, the following equipment will be displayed in the powerhouse:

- ▶ Inlet gate or valve
- ▶ Turbine
- ▶ Speed increaser (if needed)
- ▶ Generator
- ▶ Control system
- ▶ Condenser, switchgear
- ▶ Protection systems
- ▶ DC emergency supply
- ▶ Power and current transformers
- ▶ etc.

The figure bellow is a schematic view of an integral intake indoor powerhouse suitable for low head schemes. The substructure is part of the weir and embodies the power intake with its trash rack, the vertical axis Kaplan turbine coupled

to the generator, the draft tube and the tailrace. The control equipment and the outlet transformers are located in the generator forebay.

In order to mitigate the environmental impact the powerhouse can be entirely submerged. In this way the level of sound is sensibly reduced and the visual impact is nil.



In medium and high head schemes, powerhouses are more conventional (see figure above) with an entrance for the penstock and a tailrace. Although not usual, this kind of powerhouse can be underground.

The powerhouse can also be at the base of an existing dam, where the water arrives via an existing bottom outlet or an intake tower. Figure 1.4 in chapter 1 illustrates such a configuration.

As we will see in chapter 6.1.1.2, some turbines configurations allow for the whole superstructure itself, to be dispensed with, or reduced enclosing only the switchgear and control equipment. Integrating the turbine and generator in a single waterproofed unit that can be installed directly in the waterway means that a conventional powerhouse is not required (bulb or siphon units).

IV.7.2. Hydraulic turbines

The purpose of a hydraulic turbine is to transform the water potential energy to mechanical rotational energy. Although this handbook does not define guidelines for the design of turbines (a role reserved for the turbine manufacturers) it is appropriate to provide a few criteria to guide the choice of the right turbine for a particular application and even to provide appropriate formulae to determine its

main dimensions. These criteria and formulae are based on work undertaken by Siervo and Lugaresi, Siervo and Leva, Lugaresi and Massa, Austerre and Verdehan, Giraud and Beslin, Belhaj, Gordon, Schweiger and Gregorand others, which provide a series of formulae by analysing the characteristics of installed turbines. It is necessary to emphasize however that no advice is comparable to that provided by the manufacturer, and every developer should refer to manufacturer from the beginning of the development project.

IV.7.2.1. Types and configuration

The potential energy in water is converted into mechanical energy in the turbine, by one of two fundamental and basically different mechanisms:

- ▶ The water pressure can apply a force on the face of the runner blades, which decreases as it proceeds through the turbine. Turbines that operate in this way are called reaction turbines. The turbine casing, with the runner fully immersed in water, must be strong enough to withstand the operating pressure. Francis and Kaplan turbines belong to this category.
- ▶ The water pressure is converted into kinetic energy before entering the runner. The kinetic energy is in the form of a high-speed jet that strikes the buckets, mounted on the periphery of the runner. Turbines that operate in this way are called impulse turbines. The most usual impulse turbine is the Pelton

IV.7.2.2. Impulse turbines

A. Pelton turbines

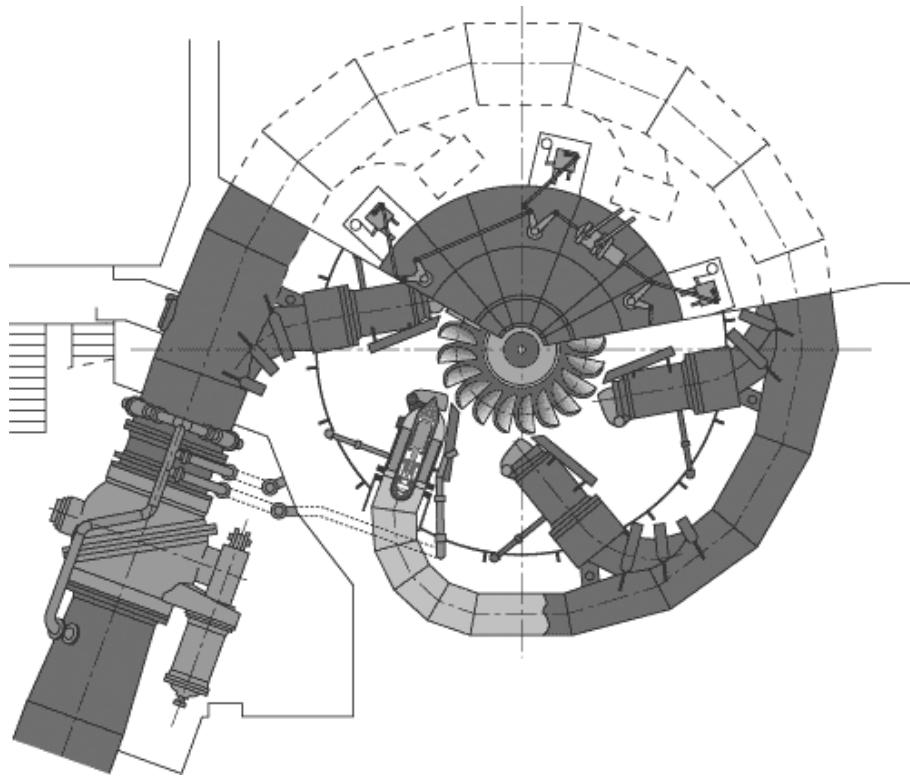
Pelton turbines are impulse turbines where one or more jets impinge on a wheel carrying on its periphery a large number of buckets. Each jet issues water through a nozzle with a needle valve to control the flow (figure 6.4). They are only used for high heads from 60 m to more than 1 000 m. The axes of the nozzles are in the plan of the runner. In case of an emergency stop of the turbine (e.g. in case of load rejection), the jet may be diverted by a deflector so that it does not impinge on the buckets and the runner cannot reach runaway speed. In this way the needle valve can be closed very slowly, so that overpressure surge in the pipeline is kept to an acceptable level (max 1.15 static pressure).

As any kinetic energy leaving the runner is lost, the buckets are designed to keep exit velocities to a minimum.

One or two jet Pelton turbines can have horizontal or vertical axis, as shown in figure 6.5. Three or more nozzles turbines have vertical axis. The maximum number of nozzles is 6 (not usual in small hydro).

The turbine runner is usually directly coupled to the generator shaft and shall be above the downstream level. The turbine manufacturer can only give

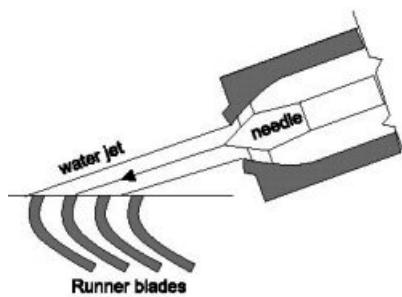
the clearance.



The efficiency of a Pelton is good from 30% to 100% of the maximum discharge for a one-jet turbine and from 10% to 100% for a multi-jet one.

B. Turgo turbines

The Turgo turbine can operate under a head in the range of 50-250 m. Like the Pelton, it is an impulse turbine, however its buckets are shaped differently and the jet of water strikes the plane of its runner at an angle of 20°. Water enters the runner through one side of the runner disk and emerges from the other. It can operate between 20% and 100% of the maximal design flow.

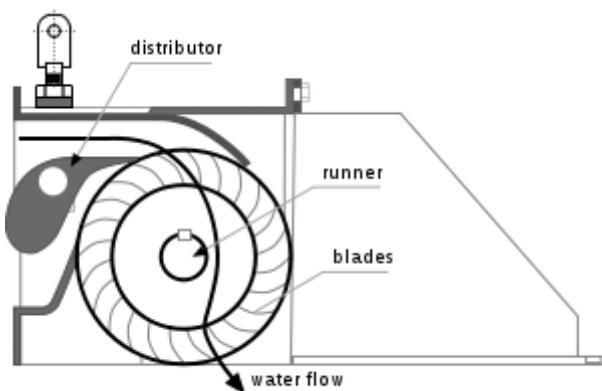


The efficiency is lower than for the Pelton and Francis turbines. Compared to the Pelton, a Turgo turbine has a higher rotational speed for the same flow and head. A Turgo can be an alternative to the Francis when the flow strongly varies or in case of long penstocks, as the deflector allows avoidance of runaway speed in the case of

load rejection and the resulting water hammer that can occur with a Francis.

C. Cross-flow turbines

This impulse turbine, also known as Banki-Michell is used for a wide range of heads overlapping those of Kaplan, Francis and Pelton. It can operate with heads between 5 and 200 m.



Water enters the turbine, directed by one or more guide-vanes located upstream of the runner and crosses it two times before leaving the turbine. This simple design makes it cheap and easy to repair in case of runner brakes due to the important mechanical stresses. The Cross-flow turbines have low efficiency compared to other turbines and the important loss of head due to the clearance between the runner and the downstream level should be taken into consideration when dealing with low and medium heads. Moreover, high head cross-flow runners may have some troubles with reliability due to high mechanical stress. It is an interesting alternative when one has enough water, defined power needs and low investment possibilities, such as for rural electrification programs.

IV.7.2.3. Reaction turbines

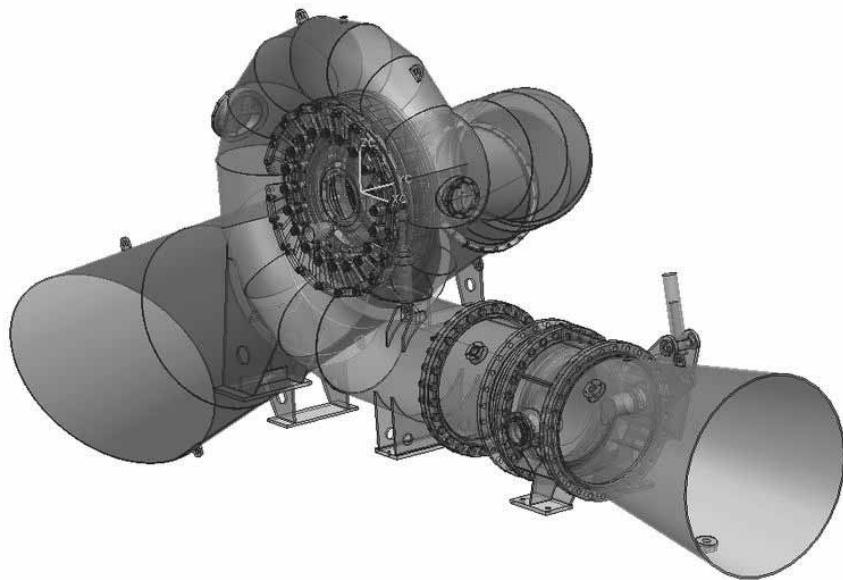
A. Francis turbines

Francis turbines are reaction turbines, with fixed runner blades and adjustable guide vanes, used for medium heads. In this turbine the admission is always radial but the outlet is axial. Photograph 6.3 shows a horizontal axis Francis turbine. Their usual field of application is from 25 to 350 m head. As with Peltons, Francis turbines can have vertical or horizontal axis, this configuration being really common in small hydro.

Francis turbines can be set in an open flume or attached to a penstock. For small heads and power open flumes were commonly employed, however nowadays the Kaplan turbine provides a better technical and economical solution in such power plants.

The water enters the turbine by the spiral case that is designed to keep its

tangential velocity constant along the consecutive sections and to distribute it peripherally to the distributor. As shown in figure 6.9, this one has mobile guide vanes, whose function is to control the discharge going into the runner and adapt the inlet angle of the flow to the runner blades angles. They rotate around their axes by connecting rods attached to a large ring that synchronise the movement off all vanes. They can be used to shut off the flow to the turbine in emergency situations, although their use does not preclude the installation of a butterfly valve at the entrance to the turbine. The runner transforms the hydraulic energy to mechanical energy and returns it axially to the draft tube.



Small hydro runners are usually made in stainless steel castings. Some manufacturers also use aluminium bronze casting or welded blades, which are generally directly coupled to the generator shaft.

The draft tube of a reaction turbine aims to recover the kinetic energy still remaining in the water leaving the runner. As this energy is proportional to the square of the velocity one of the draft tube objectives is to reduce the turbine outlet velocity. An efficient draft tube would have a conical section but the angle cannot be too large, otherwise flow separation will occur. The optimum angle is 7° but to reduce the draft tube length, and therefore its cost, sometimes angles are increased up to 15°.

The lower head, the more important the draft tube is. As low head generally implies a high nominal discharge, the remaining water speed at the outlet of the runner is quite important. One can easily understand that for a fixed runner diameter, the speed will increase if the flow does.

B. Kaplan and propeller turbines

Kaplan and propeller turbines are axial-flow reaction turbines; generally used for low heads from 2 to 40 m. The Kaplan turbine has adjustable runner blades and

may or may not have adjustable guide-vanes. If both blades and guide-vanes are adjustable it is described as “double-regulated”. If the guide-vanes are fixed it is “single-regulated”. Fixed runner blade Kaplan turbines are called propeller turbines. They are used when both flow and head remain practically constant, which is a characteristic that makes them unusual in small hydropower schemes.

The double regulation allows, at any time, for the adaptation of the runner and guide vanes coupling to any head or discharge variation. It is the most flexible Kaplan turbine that can work between 15% and 100% of the maximum design discharge. Single regulated Kaplan allows a good adaptation to varying available flow but is less flexible in the case of important head variation. They can work between 30% and 100% of the maximum design discharge.

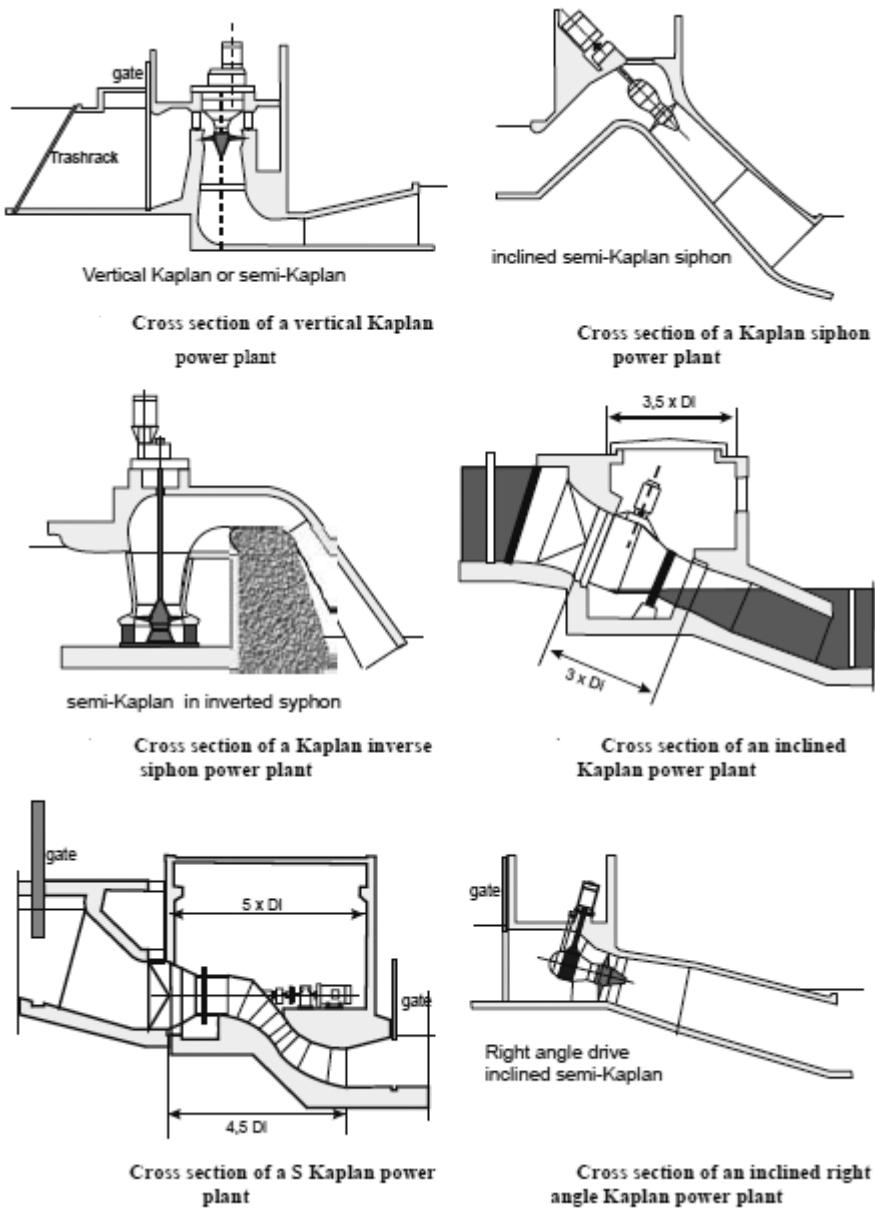
The double-regulated Kaplan is a vertical axis machine with a spiral case and a radial guide vane configuration. The flow enters in a radial manner inward and makes a right angle turn before entering the runner in an axial direction. The control system is designed so that the variation in blade angle is coupled with the guide-vanes setting in order to obtain the best efficiency over a wide range of flows and heads. The blades can rotate with the turbine in operation, through links connected to a vertical rod sliding inside the hollow turbine axis.

Bulb units are derived from Kaplan turbines, with the generator contained in a waterproofed bulb submerged in the flow. Figure 6.13 illustrates a turbine where the generator (and gearbox if required), cooled by pressurised air, is lodged in the bulb. Only the electric cables, duly protected, leave the bulb.

Kaplan turbines are certainly the machines that allow the most number of possible configurations. The selection is particularly critical in low-head schemes where, in order to be profitable, large discharges must be handled. When contemplating schemes with a head between 2 and 5 m, and a discharge between 10 and 100 m³/sec, runners with 1.6 - 3.2 metres diameter are required, coupled through a speed increaser to a generator. The hydraulic conduits in general, and water intakes in particular, are very large and require very large civil works with a cost that generally exceeds the cost of the electromechanical equipment.

In order to reduce the overall cost (civil works plus equipment) and more specifically the cost of the civil works, several configurations have been devised that nowadays are considered as classic.

Configuration	Flow	Closing system	Speed increaser
Vertical Kaplan	Radial	Gate valve	Parallel
Vertical semi-Kaplan siphon	Radial	Siphon	Parallel
Inverse semi-Kaplan siphon	Radial	Siphon	Parallel
Inclined semi-Kaplan siphon	Axial	Siphon	Parallel
Kaplan S	Axial	Gate valve	Parallel
Kaplan inclined right angle	Axial	Gate valve	Conical
Kaplan in pit	Axial	Gate valve	Parallel



Siphons are reliable, economic, and prevent runaway turbine speed, however they are noisy if no protection measures are taken to isolate the suction pump and valves during starting and stopping operations. Even if not required for normal operation, a closing gate is strongly recommended as it avoids the unintended starting of the turbine due to a strong variation of upstream and downstream levels. In case of such a problem, the turbine will reach high speeds and the operator will not have the means to stop it. A solution to this problem is the use of flap gate dams.

Underground powerhouses are best at mitigating the visual and sonic impact, but are only viable with an S, a right angle drive or a pit configuration.

The speed increaser configuration permits the use of a standard generator usually turning at 750 or 1 000 rpm, and is also reliable, compact and cheap. The

S configuration is becoming very popular, however one disadvantage is that the turbine axis has to cross either the entrance or the outlet pipe with consequent head losses. It is mainly used for medium heads and/or hydropower schemes with penstock.

The pit configuration has the advantage of easy access to all the equipment components, in particular the coupling of turbine and speed increaser, the speed increaser itself and the generator, which facilitates inspection, maintenance and repair. This configuration is popular for very low heads and high discharges allowing a runner diameter bigger than 2 m.

For the same reasons as for the Francis turbines, Kaplans must have a draft tube. Due to the low heads, the kinetic energy is very important and the quality of this part of the turbine should not be neglected.

IV.7.3. Generators

Generators transform mechanical energy into electrical energy. Although most early hydroelectric systems were of the direct current variety to match early commercial electrical systems, nowadays only three-phase alternating current generators are used in normal practice. Depending on the characteristics of the network supplied, the producer can choose between:

- ▶ **Synchronous generators:** They are equipped with a DC electric or permanent magnet excitation system (rotating or static) associated with a voltage regulator to control the output voltage before the generator is connected to the grid. They supply the reactive energy required by the power system when the generator is connected to the grid. Synchronous generators can run isolated from the grid and produce power since excitation is not grid-dependent
- ▶ **Asynchronous generators:** They are simple squirrel-cage induction motors with no possibility of voltage regulation and running at a speed directly related to system frequency. They draw their excitation current from the grid, absorbing reactive energy by their own magnetism. Adding a bank of capacitors can compensate for the absorbed reactive energy. They cannot generate when disconnected from the grid because are incapable of providing their own excitation current. However, they are used in very small stand-alone applications as a cheap solution when the required quality of the electricity supply is not very high.

Below 1 MW, synchronous generators are more expensive than asynchronous generators and are used in power systems where the output of the generator represents a substantial proportion of the power system load. Asynchronous generators are cheaper and are used in stable grids where their output is an insignificant proportion of the power system load. The efficiency should be 95 % for a 100 kW machine and can increase to 97% towards an output power of 1MW. Efficiencies of synchronous generators are slightly higher. In general, when the power exceeds

some MVA a synchronous generator is installed.

Recently, variable-speed constant-frequency systems (VSG), in which turbine speed is permitted to fluctuate widely, while the voltage and frequency are kept constant and undistorted, have become available. The frequency converter, which is used to connect the generator via a DC link to the grid can even “synchronise” to the grid before the generator starts rotating. This approach is often proposed as a means of improving performance and reducing cost. However no cost reduction can be achieved using propeller turbines, if runner regulation is replaced only. It is also not possible, to improve the energy production compared to a double-regulated Kaplan turbine. There are nevertheless a number of cases where variable speed operation seems to be a suitable solution, e.g. when the head varies significantly.

The operating voltage of the generator increases with power. The standard generation voltages of 400 V or 690 V allow for the use of standard distributor transformers as outlet transformers and the use of the generated current to feed into the plant power system. Generators of some MVA are usually designed for higher operating voltages up to some kV and connected to the grid using a customised transformer. In this case an independent transformer HT/LT is necessary for the auxiliary power supply of the power plant.

IV.7.4. Turbine control

Turbines are designed for a certain net head and discharge. Any deviation from these parameters must be compensated for by opening or closing the control devices, such as the wicket-gates, vanes, spear nozzles or valves, to keep either the outlet power, the level of the water surface in the intake, or the turbine discharge constant. In schemes connected to an isolated network, the parameter that needs to be controlled is the turbine speed, which controls the frequency.

In an off grid system, if the generator becomes overloaded the turbine slows down therefore an increase of the flow of water is needed to ensure the turbine does not stall. If there is not enough water to do this then either some of the load must be removed or the turbine will have to be shut down. Conversely if the load decreases then the flow to the turbine is decreased or it can be kept constant and the extra energy can be dumped into an electric ballast load connected to the generator terminals.

In the first approach, speed (frequency) regulation is normally accomplished through flow control; once a gate opening is calculated, the actuator gives the necessary instruction to the servomotor, which results in an extension or retraction of the servo's rod. To ensure that the rod actually reaches the calculated position, feedback is provided to the electronic actuator. These devices are called “speed governors.”.

In the second approach it is assumed that, at full load, constant head and flow, the turbine will operate at design speed, so maintaining full load from the generator; this will run at a constant speed. If the load decreases the turbine will

tend to increase its speed. An electronic sensor, measuring the frequency, detects the deviation and a reliable and inexpensive electronic load governor, switches on pre-set resistance and so maintains the system frequency accurately.

The controllers that follow the first approach do not have any power limit. The Electronic Load Governors, working according to the second approach rarely exceed 100 kW capacity.

IV.7.4.1. Speed Governors

A governor is a combination of devices and mechanisms, which detect speed deviation and convert it into a change in servomotor position. A speed-sensing element detects the deviation from the set point; this deviation signal is converted and amplified to excite an actuator, hydraulic or electric, that controls the water flow to the turbine. In a Francis turbine, where there is a reduction in water flow you need to rotate the wicket-gates. For this, a powerful governor is required to overcome the hydraulic and frictional forces and to maintain the wicket-gates in a partially closed position or to close them completely.

Several types of governors are available varying from old fashioned purely mechanical to mechanical-hydraulic to electrical-hydraulic and mechanical-electrical. The purely mechanical governor is used with fairly small turbines, because its control valve is easy to operate and does not require a big effort. These governors use a flyball mass mechanism driven by the turbine shaft. The output from this device - the flyball axis descends or ascends according to the turbine speed - directly drives the valve located at the entrance to the turbine.

IV.7.5. Switchgear equipment

In many countries the electricity supply regulations place a statutory obligation on the electric utilities to maintain the safety and quality of electricity supply within defined limits. The independent producer must operate his plant in such a way that the utility is able to fulfil its obligations. Therefore various associated electrical devices are required inside the powerhouse for the safety and protection of the equipment.

Switchgear must be installed to control the generators and to interface them with the grid or with an isolated load. It must provide protection for the generators, main transformer and station service transformer. The generator breaker, either air, magnetic or vacuum operated, is used to connect or disconnect the generator from the power grid. Instrument transformers, both power transformers (PTs) and current transformers (CTs) are used to transform high voltages and currents down to more manageable levels for metering. The generator control equipment is used to control the generator voltage, power factor and circuit breakers.

The asynchronous generator protection must include, among other devices: a reverse-power relay giving protection against motoring; differential current relays

against internal faults in the generator stator winding; a ground-fault relay providing system backup as well as generator ground-fault protection, etc. The power transformer protection includes an instantaneous over-current relay and a timed over-current relay to protect the main transformer when a fault is detected in the bus system or an internal fault in the main power transformer occurs.

The independent producer is responsible for earthing arrangements within his installation. This must be designed in agreement with the public utility. The earthing arrangement will be dependent on the number of units in use and the independent producer's own system configuration and method of operation.

Metering equipment must be installed at the point of supply to record measurements according to the requirements of the electric utility.

In the high voltage side there is a line circuit breaker and a line disconnection switch - combined with a grounding switch - to disconnect the power generating unit and main transformer from the transmission line. Metering is achieved through the corresponding P.T and C.T. A generator circuit breaker is included as an extra protection for the generator unit. A transformer provides energy for the operation of intake gates, shutoff valves, servomotors, oil compressors etc. in the station service.

Greater complexity may be expected in multiunit stations where flexibility and continuity of service are important.

IV.7.6. Automatic control

Small hydro schemes are normally unattended and operated through an automatic control system. Because not all power plants are alike, it is almost impossible to determine the extent of automation that should be included in a given system, but some requirements are of general application:

The system must include the necessary relays and devices to detect malfunctioning of a serious nature and then act to bring the unit or the entire plant to a safe de-energised condition

Relevant operational data of the plant should be collected and made readily available for making operating decisions, and stored in a database for later evaluation of plant performance

An intelligent control system should be included to allow for full plant operation in an unattended environment

It must be possible to access the control system from a remote location and override any automatic decisions

The system should be able to communicate with similar units, up and downstream, for the purpose of optimising operating procedures

Fault anticipation constitutes an enhancement to the control system. Using an expert system, fed with baseline operational data, it is possible to anticipate faults

before they occur and take corrective action so that the fault does not occur.

The system must be configured by modules. An analogue-to-digital conversion module for measurement of water level, wicket-gate position, blade angles, instantaneous power output, temperatures, etc. A digital-to-analogue converter module to drive hydraulic valves, chart recorders, etc. A counter module to count generated kWh pulses, rain gauge pulses, flow pulses, etc. and a “smart” telemetry module providing the interface for offsite communications, via dial-up telephone lines, radio link or other communication technologies. This modular system approach is well suited to the widely varying requirements encountered in hydropower control, and permits both hardware and software to be standardised. Cost reduction can be realised through the use of a standard system and modular software allows for easy maintenance.

Automatic control systems can significantly reduce the cost of energy production by reducing maintenance and increasing reliability, while running the turbines more efficiently and producing more energy from the available water.

With the tremendous development of desktop computers, their prices are now very low. Many manufacturers supply standardised data acquisition systems. New and cheap peripheral equipment, easily connected to a portable computers, are the .“watch-dogs.”- helping to monitor and replace control equipment in the event of failure is available and easy to integrate at low price. Improved graphic programming techniques assist the development of easy to use software with graphic user interfaces. Due to the rapid development of digital technologies, the differences between hardware platforms such as PLCs, micro-controllers and industry PCs, disappear for the operator.

IV.7.7. Ancillary electrical equipment

IV.7.7.1. Plant service transformer

Electrical consumption including lighting and station mechanical auxiliaries may require from 1 to 3 percent of the plant capacity; the higher percentage applies to micro hydro (less than 500 kW). The service transformer must be designed to take these intermittent loads into account. If possible, two alternative supplies, with automatic changeover, should be used to ensure service in an unattended plant.

IV.7.7.2. DC control power supply

It is generally recommended that remotely controlled plants are equipped with an emergency 24 V DC back-up power supply from a battery in order to allow plant control for shutdown after a grid failure and communication with the system at any time. The ampere-hour capacity must be such that, on loss of

charging current, full control is ensured for as long as it may be required to take corrective action.

IV.7.7.3. Headwater and tailwater recorders

In a hydro plant, provisions should be made to record both the headwater and tailwater. The simplest way is to fix, securely in the stream, a board marked with meters and centimetres in the style of a levelling staff, however someone must physically observe and record the measurements. In powerhouses provided with automatic control the best solution is to use transducers connected to the computer via the data acquisition equipment

Nowadays measuring units - a sensor - records the measurement variable and converts it into a signal that is transmitted to the processing unit. The measurement sensor must always be installed at the measurement site, where the level has to be measured. - Usually subject to rough environmental conditions and of difficult access - whereas the processing unit is usually separated and placed in a well protected environment easily accessible for operation and service.

There is a wide range of sensors each one using a variety of measuring principles. It must be realised that the point of the level measurement needs to be selected carefully in order to represent the whole forebay. According to the Bernoulli principle, a change in the current speed causes a change in the dynamic pressure and consequently in the apparent water level as measured by the pressure sensor. If the measurement site is located in the inflow or outflow structures, where high current velocities can occur, the measurement will give false results. The level sensor can transmit the signal by using the hydrostatic method (figure 6.36 a) or the pneumatic (bubble) method (figure 6.36 b). In the first method care should be taken so that all the tubes for pressure transmission are dimensioned and laid in such a way that they cannot be obstructed nor air allowed accumulating within them. In the second, the sensor orifice is located lower than the corresponding level at the start of the measurement, and no water can penetrate and collect in the lines. In the solution shown in figure 6.36 a), floating material can damage the instrument. The best solution is the concealed assembly of all parts together within the wall as shown in figure 6.36 b) and c).

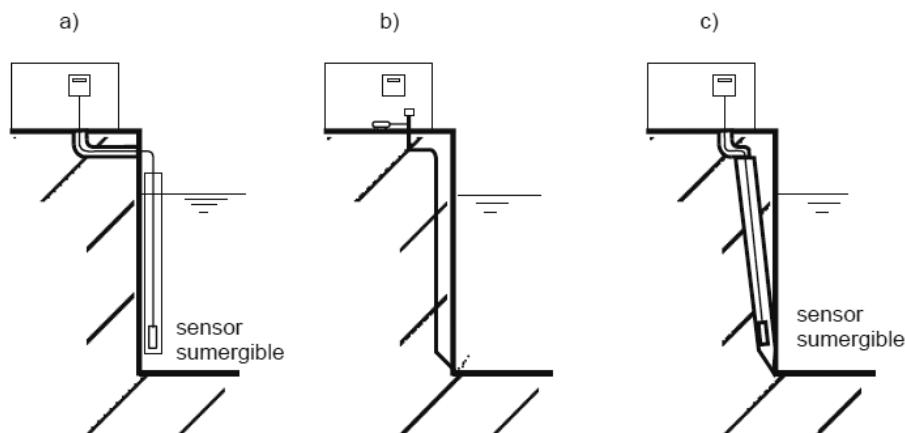


Fig. 6.36

IV.7.7.4. Outdoor substation

The so-called water-to-wire system usually includes the substation. A line breaker must separate the plant including the step-up transformer from the grid in case of faults in the power plant. PTs and CTs for kWh and kW metering are normally mounted at the substation, at the connecting link between the plant-out conductors and the take-off line to the grid. In areas with very high environmental sensitivity the substation is enclosed in the powerhouse, and the transmission cables, leave it along the penstock. Lightning arresters for protection against line surges or lightning strikes in the nearby grid are usually mounted in the substation structure.

Chapter V

Environmental impact in the construction of hydroelectric centrals

V.1. Understanding

The “Third Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change” was held in Kyoto in December 1997. This was the second initiative after the historic Rio Conference on Environment and Development in June 1992. Even earlier, the European Union had already recognised the urgent need to tackle the climate change issue. The “White Paper for a Community Strategy and Action Plan entitled: “Energy for the future: renewable sources of energy” was subsequently drafted providing a significant step forward.

Finally, the “Directive/77/EC of the European Parliament and of the council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market” set clear community targets. The global indicative target of 12% RE of gross domestic energy consumption by 2010 was stated. To achieve this ambitious goal all Member States have been required to set national indicative targets for the consumption of electricity produced from renewable sources.

A strategic study for the development of Small Hydro Power in the European Union: “Blue Age for a Green Europe” was completed in 2002 and gives a highly interesting survey of the potential of SHP by different approaches. EU countries estimate, under economic and environmental constraints, an increase in capacity of 1111 MW by upgrading existing plants (annual production of 4518 GWh) and an increase in capacity of 4828 MW by the realisation of new small hydroelectric plants (annual production of 19645 GWh).

The technical potential with only technical constraints would represent a doubling of above mentioned figures: 2080 MW (8100 GWh/year) by upgrading existing plants and 9615 (38058 GWh/y) by new plants could be achieved theoretically. The achievement of the “theoretical” objective (46158 GWh/y) will imply an annual reduction of 20 million tonnes of CO₂ emissions based on a prudential value (gas

fired plants) of 0.43 kgCO₂/kWh.

However, under present trends the above objective will not be attained so long as the administrative procedures to authorise the use of water are not accelerated. Hundreds, if not thousands, of authorisation requests are pending approval, the delay being caused mainly by perceived conflict with the environment. Some environmental agencies seem to justify or at least excuse - this blockade on the grounds of the low capacity of the small plants. It seems to be forgotten that by definition, renewable energies are decentralised and that currently only small hydro power plants and the wind turbines can significantly contribute to renewable electricity production.

At the same time whilst it should be accepted that electricity production in small hydro plants does not produce carbon dioxide or liquid pollutants, the fact is that due to their location in sensitive areas local impacts are not always negligible. The significant global advantages of small hydropower must not prevent the identification of burdens and impacts at local level and the taking of necessary mitigation actions. Large thermal plants, because of their economic relevance and scale, are authorised at very high administrative levels and in some cases, their impacts cannot be mitigated at present. A small hydropower scheme producing impacts that usually can be mitigated is considered at lower administrative levels, where the influence of pressure groups - angling associations, ecologists, etc.- is greater.

It is not difficult to identify the impacts, but to decide which mitigation measures should be undertaken it is not simple, because these are usually dictated by subjective arguments. It is therefore strongly recommended to establish a permanent dialogue with the environmental project-by-project basis it would be convenient to provide a few guidelines that will help the designer to propose mitigating measures that can easily be agreed with the licensing authorities.

Recently, the implementation of the Water Framework Directive will introduce severe additional demands in ecological terms. There is little doubt, that the fulfilling of ecological aims such as the construction of fish bypass systems or the reduction of water through increased reserved flow has significant cost implications and reduces the viability of SHP. The achievement of environmental goals is not dependent on the ideological resistance of the developer of the site but on his economical restrictions. In reality, the "environmental problem" has economical parents.

V.2. Impact during construction phase

Schemes of the diversion type, multipurpose reservoir, inserted on an irrigation canal or built into a water supply system produce very different impacts from one another, from both a quantitative and qualitative viewpoint. A scheme making use of a multipurpose dam has practically no unfavourable impacts, since it is understood that when the dam was built the necessary mitigating measures were already incorporated. Even the location of the powerhouse will be at the base and

shall not alter the ecological system.

Schemes integrated in an irrigation canal or in a water supply pipe system will not introduce new impacts over those generated when the canal and the pipe system were developed. On the other hand, diversion schemes present very particular aspects that need to be analysed.

V.2.1. Reservoirs

The impacts generated by the construction of a dam and the creation of the adjoining reservoir include, in addition to the loss of ground, the construction and opening of construction roads, working platforms, excavation works, blasting and even -depending of the dam size- concrete manufacturing plants. Other non-negligible impacts are the barrier effect and the alteration of flow consequent to a river regulation that did not exist before. It has to be underlined that reservoirs are in fact not typical for small hydropower plants. The majority of SHP belongs to the run-off type without any big, dam-like construction works.

However, the impacts generated by the construction of a dam do not differ from those induced by any large-scale infrastructure development, whose effects and mitigating measures are well known.

V.2.2. Water intakes, open canals, penstocks, tailraces

The impacts generated by the construction of these structures are well known and have been described in Table 1, e.g. noise affecting the life of animals, danger of erosion due to the loss of vegetation through excavation work, turbidity of the water and downstream sediment deposition, etc. To mitigate such impacts it is strongly recommended that the excavation work should be undertaken in the low water season and the disturbed ground restored as soon as possible. In any case these impacts are always transitory and do not constitute a serious obstacle to the administrative authorisation procedure.

In view of its protective role against riverine erosion it is wise to restore and reinforce the riverbank vegetation that may have been damaged during construction of the hydraulic structures. It should be noted that the ground should be repopulated with indigenous species, best adapted to the local conditions.

The impact assessment study should take account of the effects of dispersing excavated material in the stream and the unfavourable consequences of construction workers living in a usually uninhabited area during the construction period. This impact, which may be negative if the scheme is located in a natural park, would be positive in a non-sensitive area by increasing the level of its activity.

Vehicle emissions, excavation dust, the high noise level and other minor burdens contribute to damaging the environment when the scheme is located in sensitive areas. To mitigate the above impacts the traffic operation must be carefully planned to eliminate unnecessary movements and to keep all traffic to a minimum.

On the positive side, it should be noted that the increase in the level of activity in an area, by using local manpower and small local subcontractors during the construction phase is to be welcomed.

V.3. Impacts arising from the construction

V.3.1. *Sonic impacts*

The allowable level of noise depends on the local population or isolated houses near to the powerhouse. The noise comes mainly from the turbines and, when used, from the speed increasers. Nowadays noise inside the powerhouse can be reduced, if necessary, to levels in the order of 70 dBA, almost imperceptible when outside.

Concerning sonic impact, the Fiskebypower plant in Norrköping, Sweden is an example to be followed. The scheme owner wanted a maximum internal sound level of 80 dBA inside the powerhouse at full operation. The maximum allowed external sound level, at night, was set at 40 dBA in the surroundings of some houses located about 100 metres away.

To reach these levels of noise it was decided that all the components - turbines, speed increasers, and asynchronous generators - were bought in one package from one well-known supplier. The purchase contract specified the level of noise to be attained in full operation leaving the necessary measures to fulfil the demands to the manufacturer. The supplier adopted the following measures: very small tolerances in the gear manufacturing; sound insulating blankets over the turbine casing; water cooling instead of air cooling of the generator and a careful design of ancillary components. As well as the usual thermal insulation, the building was provided with acoustic insulation. Consequently, the attained level of noise varied between 66 dBA and 74 dBA, some 20 dBA lower than the average Swedish powerhouses. Having a single supplier, the issue of responsibility was eliminated.

The external noise level reduction was obtained by using vibration insulation of the powerhouse walls and roof. The principle for the vibration reduction system was to let the base slab, concrete waterways and pillars for the overhead crane be excited by vibration from the turbine units. The other parts of the building such as supporting concrete roof beams and pre-cast concrete elements in the walls were supported by special rubber elements designed with spring constants giving maximum noise reduction. For the roof beams, special composite spring-rubber supporting bearings (TrelleborgNovimbra SA W300) were chosen. A similar solution was chosen for the pre-cast wall components. Once built, the sound emission from the

powerhouse could not be detected from the other noise sources as traffic, sound from the water in the stream, etc. at the closest domestic building.

The underground powerhouse of Cavaticcio⁴, located about 200 m from the Piazza Maggiore, the historical heart of Bologna, has also merits in this respect. An acoustic impact study undertaken on Italian schemes showed an average internal level of about 85 dBA. The level of noise near the houses close to the proposed powerhouse was 69 dBA by day and 50 dBA by night. The regulations in force required that these values could not increase by more than 5 dBA during the day and 3 dBA during the night. The measures carried out to fulfill the requirements were similar to those undertaken in Fiskeby:

- ▶ Insulation of the machine hall, the most noisy room, from the adjacent rooms by means of double walls with different mass, with a layer of glass wool in between.
- ▶ Soundproofing doors.
- ▶ Floors floating on 15 mm thick glass wool carpets.
- ▶ False ceiling with noise deadening characteristics
- ▶ Heavy trapdoors to the ground floor, fitted with soundproof counter trapdoors and neoprene sealing gaskets
- ▶ Vibration damping joints between fans and ventilation ducts
- ▶ Low air velocity (4 m/sec) ducts
- ▶ Two silencers at the top and rear of the ventilation plant
- ▶ Inlet and outlet stacks equipped with noise traps
- ▶ Air ducts built with a material in sandwich (concrete, glass wool, perforated bricks and plaster)
- ▶ Turbine rotating components dynamic balanced
- ▶ Water-cooled brushless synchronous generator
- ▶ Precision manufactured gears in the speed increaser
- ▶ Turbine casings and speed increaser casings strongly stiffened to avoid resonance and vibrations.
- ▶ Anchoring of the turbine by special anti-shrinking concrete to ensure the monolithic condition between hydro unit and foundation block
- ▶ Turbine ballasting with large masses of concrete to reduce to a minimum the vibration's amplitude.

The underground ventilation has three main purposes: dehumidification of the rooms to ensure a correct operation and maintenance of the equipment, fresh air supply for the workers and removal of the heat generated by the various plant components. Even with the maximum volume of air circulation estimated at 7000 m³/hour the air velocity in the air ducts never exceeds 4 m/sec.

It is true that the two above examples are very particular ones but they are

included here to show that everything is possible if it is considered necessary although the project may require a significant increase in the investment. It is also true that both examples concern low head schemes implying the use of speed increasers; a high mountain diversion scheme would permit the direct coupling of turbine and generator, so eliminating the component responsible for most of the vibrations.

V.3.2. Landscape impact

The quality of visual aspects is important to the public, who is increasingly reluctant to accept changes taking place in their visual environment. For example, a new condominium in our neighbourhood with an artificial beach built with sand coming from a submarine bed was rejected by a part of the population, even though, in many ways it would improve the environment including landscaping. The problem is particularly acute in the high mountain hydropower schemes or in schemes located in an urban area. This concern is frequently manifested in the form of public comments and even of legal challenges to those developers seeking to change a well-loved landscape by developing a hydropower facility.

Each of the components that comprise a hydro scheme - powerhouse, weir, spillway, penstock, intake, tailrace, substation and transmission lines - has potential to create a change in the visual impact of the site by introducing contrasting forms, lines, colour or textures. The design, location, and appearance of any one feature may well determine the level of public acceptance for the entire scheme.

Most of these components, even the largest, may be screened from view using landscaping and vegetation. Painted in non-contrasting colours and textures to obtain non-reflecting surfaces a component will blend with or complement the characteristic landscape. Creative effort, usually with small effect on the total budget, can often result in a project acceptable to all parties concerned: local communities, national and regional agencies, ecologists etc.

The penstock is usually the main cause of "nuisance". Its layout must be carefully studied using every natural feature - rocks, ground, vegetation - to shroud it and if there is no other solution, painting it so as to minimize contrast with the background. If the penstock can be interred, this is usually the best solution, although the operator has to meet some disadvantages in terms of maintenance and control. Expansion joints and concrete anchor blocks can then be reduced or eliminated; the ground is returned to its original state and the pipe does not form a barrier to the passage of wild life.

Chapter VI

Economic analysis

An investment in a small hydropower scheme entails a certain number of expenses, extended over the project life, and procures some revenues also distributed over the same period. The expenses include a fixed component - the capital cost, insurance, taxes other than the income taxes, etc. - and a variable component -operation and maintenance expenses-. At the end of the project, in general limited by the authorization period, the residual value will usually be positive, although some administrative authorizations demand the abandonment of all the facilities that revert to the State. The economic analysis compares the different possible alternatives to allow the choice of the most advantageous or to abandon the project.

From an economic viewpoint, a hydropower plant differs from a conventional thermal plant, because its initial investment cost per kW is much higher but the operating costs are extremely low, since there is no need to pay for fuel.

The economic analysis can be made by either including the effect of the inflation or omitting it. Working in constant monetary value has the advantage of making the analysis essentially independent of the inflation rate. Value judgments are easier to make in this way because they refer to a nearby point in time, which means they are presented in a currency that has a purchasing power close to present experience. If there are reasons to believe that certain factors will evolve at a different rate from inflation, these must be treated with the differential inflation rate. For instance, if we assume that due to the electricity tariffs will grow two points less than inflation, while the remaining factors stay constant in value, the electricity price should decrease by 2% every year.

The estimation of the investment cost constitutes the first step of an economic evaluation. For a preliminary approach, the estimation can be based on the cost of similar schemes.

There are a number of software packages available to assist in the analysis of a potential site. PC based packages such as HydrAand Hydrosoftare available on the Web and can often be downloaded. Some of them are limited to particular regions or countries whilst others are more generic. The RETScreen Pre-feasibility Analysis Softwareis a generic, freely available software package with an on-line

user manual. It enables users to prepare a preliminary evaluation of the annual energy production, costs and financial viability of projects.

Whilst identifying that the site has a technical potential is paramount, the key to any successful development is undertaking an economic analysis of a site that will provide an accurate indication of the investment cost required. During this analysis an essential consideration is the estimated cost per kW of the site.

However, as a cost estimate is essential for economic analysis, it is necessary as a second step, to make a preliminary design including the principal components of the scheme. Based on this design, budget prices for the materials can be obtained from suppliers. Such prices cannot be considered as firm prices until specifications and delivery dates have been provided. This will come later, during the actual design and procurement process.

Do not forget that in a plant connected to the grid, the investment costs of the connection line should be included, because according to various national regulations this line, although it sometimes becomes the property of the grid owner, is always built at the expense of the SHP developer. A plant close to the grid connection point will be always cheaper than one installed far from it. The same reasoning can be applied to telephone lines. In an unmanned plant, a telephone line to transmit telemetry and alarm signals is frequently used although occasionally it might be cheaper to use the transmission line itself to establish a radio link. The use of the digital cellular telephone network is also increasingly used provided there is sufficient coverage.

A developer's economic analysis of a scheme would be simplified if electricity tariffs for aMWh were a known and stable entity. However, this is not the case and the markets vary constantly - the present move to liberalise and open up the markets and the promotion of RE's serves as a good example. Tariffs are agreed in different ways between the generator and supplier and are influenced by national policy. These policies can and do vary from country to country and are reviewed and altered frequently making it difficult to provide more than an overview. Tariffs negotiated through some form of power purchase agreement with the supplier will vary from country to country and will be strongly influenced by that country's national policy. It is therefore important for the developer to understand clearly implications of the national policy.

The 'time value of money' is the concept that a Euro received today is worth more than a Euro received at some point in the future, because the Euro received today can be invested to earn interest. Time value of money analysis generally involves the relationship between a certain amount of money, a certain period and a certain rate of compound interest.

Bibliography

1. Mosonyi, . “Water power development.”, Tome I and II, AkadémiaiKiadó Budapest, 1987/1991
2. F.H. White, “Fluid Mechanics”, MacGraw-Hill Inc. USA
3. ISO 1100-1: 1996 .“Measurement of liquid flow in open channels. Part 1: Establishment and operation of a gauging station.”.
4. ISO/DIS 110-2 .“Measurement of liquid flow in open channels . - Part 2: Determination of the stage-discharge relation.” (revision of ISO 1100-2: 1982).
5. ISO 3847: 1977: .“Liquid flow measurement in open channels by weirs and flumes .- End- depth method for estimation of flow in rectangular channels with a free overfall.”.
6. British Hydrodynamic Research Association, .“Proceedings of the Symposium on the Design and Operation of Siphon Spillways.”, London 1975.
7. T. Moore, .“TLC for small hydro: good design means fewer headaches.”, HydroReview, April 1988.
8. Chaudry, .“Applied Hydraulic Transients.”, Van Nostrand Reinhold Company, 1979.
9. HydrA - PC-based software package for rapidly estimating hydropower potential at any location in the UK or Spain. The software, currently available for Spain and the UK, is being developed for other countries in the European Union. (Institute of Hydrology, Uk, 2000, <http://www.nerc-wallingford.ac.uk/ih/>).
10. Working paper of the European Commission “ Electricity from renewable sources and the internal electricity market.
11. South-west region in Romani Demo-geographic characteristics
12. Implementationof the EU Water Framework Directivein Bulgaria
13. Energy utilization of the river Iskar’s water via the construction of nine mini water power stations (MWps)Along the river bed on the territory of Svoghe and Mezdra municipalities,Bulgaria
14. Analysis ofrenewable energy and its impact on ruraldevelopment in Romania
15. Bulgaria Country Profile
16. Romania Country Profile

17. Integral Environmental Assessment of Ogosta River Basin(Northwestern Bulgaria)
18. Development of The Hydrological Model for The Upper VitWatershed by HEC-HMS with Regard to Identification of MissingHigh Waves
19. Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant
20. General Framework and Application to Jiu river basin in Romania
21. Demographic implications of social exclusion in central and eastern Europe
22. Point source pollution in the Danube Basin
23. <http://www.wikipedia.com>
24. <http://ws2-23.myloadspring.com/sites/renew/default.aspx>
25. <http://data.worldbank.org/>



Asociația Română pentru Transfer Tehnologic și Inovare

Adresa: Str. Ștefan cel Mare nr. 12, Craiova

Persoană contact: Gabriel Vlăduț

Tel./Fax: +40-251-412290; +40-251-418882

E-mail: office@ipacv.ro; www.arott.ro



Investim în viitorul tău!
Programul de Cooperare Transfrontalieră România - Bulgaria 2007 - 2013
este cofinanțat de Uniunea Europeană prin
Fondul European pentru Dezvoltare Regională

Titlul proiectului: Energiile regenerabile - instrument pentru prevenirea și combaterea schimbărilor climatice, creștere economică și bunăstare socială

Editorul materialului: ARoTT

Data publicării: dd.09.2011

Conținutul acestui material nu reprezintă în mod necesar poziția oficială a Uniunii Europene